Н. К. КУЗНЕЦОВ, А. П. ЗЛАТКОВСКИЙ

СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Ванха. В. И.

ИНЖЕНЕРЫ
Н. К. КУЗНЕЦОВ, А. П. ЗЛАТКОВСКИЙ

СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

ОГИЗ «СЕЛЬХОЗГИЗ»
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
Москва — 1948

Настоящая книга, выходящая вторым изданием, охватывает основные вопросы проектирования, строительства и эксплоатации сельскохозяйственных гидроэлектростанций. Второе издание значительно переработано и дополнено по сравнению с первым, вышедшим в 1941 г. Книга предназначена для инженеров и техников.

Первая часть книги написана инженером Н. К. Кузнецовым, вторая — инженером А. П. Златковским.

Все замечания о книге просим направлять по адресу: Москва, Орликов пер., 3, Сельхозгиз.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

★

ГЛАВА I

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

*

МАЛЫЕ РЕКИ

В настоящее время не имеется общепринятой классификации рек, поэтому вопрос о том, какие реки следует отнести к категории «малых», не выяснен. Некоторые специалисты рекомендуют делить реки по величине водосборной площади, другие — по величине среднего многолетнего расхода, третьи — по их длине и т. д.

Нами принята в основу классификация Министерства речного флота, которую мы считаем наиболее приемлемой для целей энергетического и транспортного освоения малых рек, для которых наиболее важно состояние реки в ме́жень.

По этой классификации к категории «малых» отнесены реки с глубиной до 0,70 м включительно.

Министерство речного флота делит малые реки на следующие четыре категории:

I	категория — реки, имеющие гарантированные судоходные глубины от 0,7 до 0,6 м						
II	»	»	»	»	»	0,6 »	0,5 »
III	»	»	»	»	»	0,5 »	0,4 »
IV	»	»	»	»	меньше		0,4 »

Следует отметить, что приведённая классификация может быть условно принята лишь для транспортного деления сибирских рек, имеющих достаточно большие глубины. Что касается хорошо освоенных районов европейской части Союза, то здесь к малым рекам больше всего подходят последние две категории, т. е. реки с глубинами от 0,5 м и менее.

Для строительства сельских гидростанций наибольший интерес представляют реки последней категории, т. е. имеющие глубины менее 0,4 м, освоение которых наиболее легко осуществимо силами и средствами самих колхозников.

МОЩНОСТЬ ВОДОТОКА

Работа, совершаемая потоком, может быть вычислена следующим образом: если расход реки на участке L равен Q_p м³/сек., а высота падения — H_p метров (рис. 1), то работа, совершаемая водотоком, равна произведению веса воды на высоту падения:

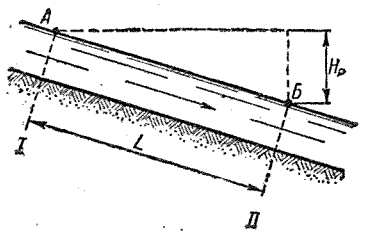


Рис. 1. Схема определения падения реки на участке L.

$$R = 1\,000 Q_p \cdot H_p \text{ кгм}, \qquad (1)$$

где 1 000 есть вес 1 м³ воды (в килограммах).

Теоретическая (располагаемая) мощность N_p есть работа за единицу времени (в секунду) и измеряется в кгм/сек. т. е.:

$$N_p = 1\,000 Q_p \cdot H_p \text{ кгм/сек.}$$

Мощность, равная 75 кгм/сек., называется *лошадиной силой* (л. с.); одна лошадиная сила равна 0,736 квт (1 квт=1,36 л. с.).

Таким образом, теоретическая мощность водотока равна:

$$N_p = \frac{1\,000 Q_p H_p}{75} = 13{,}33 Q_p H_p \text{ л. с.}, \qquad (2)$$

или

$$N_p = \frac{1\,000 \cdot Q_p H_p}{75} 0{,}736 = 9{,}81 Q_p H_p \text{ квт}. \qquad (3)$$

При вычислении мощности рек, за величину расхода принимается средняя многолетняя, а

величина мощности, определённая по формулам (2) и (3), носит название «*мощности брутто*», или «*кадастровая мощность*», данного участка реки.

Если разделить N_p на длину L рассматриваемого участка реки, то получим *удельную километровую мощность* реки:

$$N_{км} = \frac{N_p}{L}. \quad (4)$$

Если просуммировать мощность реки на всём её протяжении, получим *полную мощность реки*:

$$\sum N_p = \sum 9{,}81 Q_p H_p \text{ квт}. \quad (5)$$

Разделив ΣN_p на площадь бассейна реки F, получим *удельную мощность бассейна реки*:

$$n = \frac{\Sigma N_p}{F}. \quad (6)$$

Действительная мощность водотока будет значительно меньше располагаемой (теоретической) вследствие различных неизбежных потерь в подводящих воду сооружениях, в самом двигателе, передаточных устройствах и т. д.

В общей сумме перечисленные потери в малых гидроустановках составляют от 30 до 40% общей теоретической мощности, в зависимости от степени совершенства сооружений гидростанции и установленного на ней гидромеханического оборудования (турбин, передач).

Отношение полезной мощности N установки к теоретической N_p называется коэфициентом полезного действия (к. п. д.) гидроустановки:

$$\eta = \frac{N}{N_p}, \quad (7)$$

где η — коэфициент полезного действия установки.

Малые гидростанции обычно практически используют около 65% теоретической мощности водотока, т. е. к. п. д. их $\eta \approx 0{,}65$. Таким образом, полезная мощность малой гидроустановки ориентировочно может быть определена из следующего выражения:

$$N = N_p \cdot \eta = 9{,}81 Q_p H_p 0{,}65 \approx 6{,}5 Q_p H_p \text{ квт}. \quad (8)$$

ТЕХНИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ И ТИПЫ ГИДРОУСТАНОВОК

Для использования энергии водотока необходимо создать напор, что достигается устройством гидротехнических сооружений, в результате чего получается возможность сосредоточить напор в одном каком-либо месте (створе).

В зависимости от уклона водотока и геологических условий местности, создание напора может быть осуществлено двумя способами: а) устройством плотины и б) при помощи так называемой *деривации*. На равнинных реках, имеющих небольшие уклоны (падения), напор на гидроустановке создаётся сооружением специальной плотины, перегораживающей реку и подпирающей в ней воду (рис. 2). Водное пространство перед плотиной носит название *верхний бьеф* (В. Б.), а водное пространство ниже плотины — *нижний бьеф* (Н. Б).

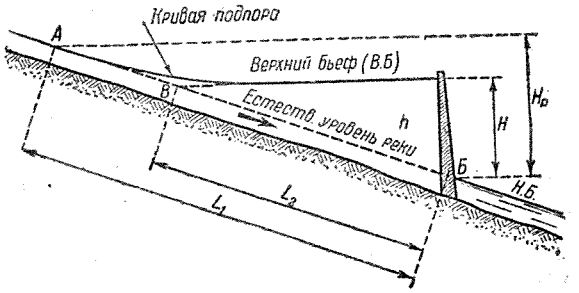


Рис. 2. Схема создания напора плотиной.

Разность уровней верхнего и нижнего бьефов H называется *напором* (*брутто*). Действительный напор на турбинах $H_н$ — *напор нетто*, будет несколько меньше H вследствие неизбежных потерь напора на трение в подводящих воду устройствах, в турбине и т. д. Поверхность воды в верхнем бьефе перед плотиной не горизонтальна, а представляет так называемую *кривую подпора*. Длина кривой подпора L_1 приближённо может быть определена по формуле, предложенной проф. Егиазаровым:

$$L_1 = \frac{h}{I}, \quad (9)$$

где: h — полная глубина воды у плотины (в метрах);

I — средний уклон свободной поверхности воды в реке в естественном состоянии.

Для предварительных соображений, при разбивке малых рек на бьефы, можно принимать, что поверхность воды перед плотиной горизонтальна. В этом случае длина подпора L_2 определится из формулы:

$$L_2 = \frac{H}{I}, \quad (10)$$

где H — напор у плотины (в метрах).

Остальные обозначения прежние.

Учитывая наличие кривой подпора при сооружении плотины, нельзя сосредоточить в одном месте полностью всё падение реки H_p исполь-

зуемого участка. Поэтому используемый напор H будет всегда меньше падения реки H_p на данном участке.

Гидроустановка, в которой напор создаётся плотиной, называется *приплотинной*.

Приплотинные гидроустановки, в зависимости от расположения здания ГЭС по отношению

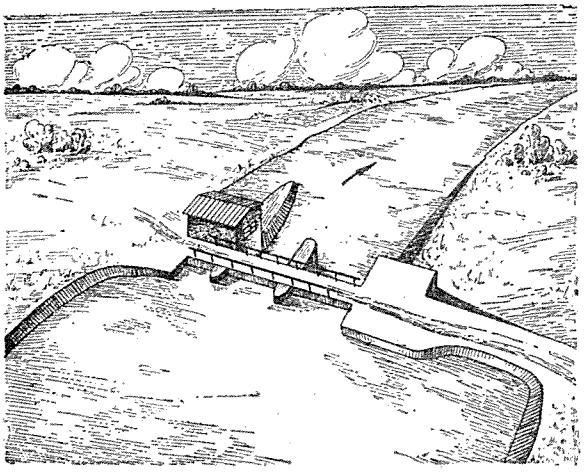


Рис. 3. Схема русловой установки с расположением здания гидростанции и плотины в одном створе.

к плотине, сводятся к трём основным схемам.

1. Здание гидростанции и плотина располагаются рядом, являясь продолжением друг друга; при этом здание гидростанции может быть на одной прямой линии с плотиной (в одном створе) или же под углом к ней. Один из примеров подобной схемы расположения представлен на рисунке 3. В этой схеме здание станции является сооружением, поддерживающим напор, поэтому её конструкция получается достаточно тяжёлой.

2. Здание гидростанции расположено за плотиной, а вода к ГЭС подводится коротким лотком или трубой (рис. 4). В этом случае здание станции по конструкции получается достаточно лёгким.

3. Здание гидростанции располагается на коротком подводящем канале, идущем в обход плотины (рис. 5); в этом случае здание гидростанции и плотина разобщены. Такая схема применяется в том случае, когда река узка, а берега её высоки и расположение здания ГЭС в одном створе с плотиной потребует больших врезок в берега. Расположение здания ГЭС в стороне от плотины даёт возможность вести её постройку на сухом месте, что значительно облегчает строительные работы. Приведённая схема часто находит применение при использовании существующих плотин.

В русловых установках все сооружения образуют один гидроузел, основными элементами которого являются: плотина, водосброс и здание гидростанции. Плотина — наиболее ответственное и важное сооружение гидроэлектрической установки. Плотина, поднимая горизонт воды, обеспечивает возможность забора воды к турбинам, создаёт напор и образует водохранилище определённой ёмкости. В большинстве случаев с плотиной совмещаются и водосбросные устройства, позволяющие в процессе эксплоатации сбрасывать излишние паводковые воды.

Если данная река может быть использована для водного транспорта, при плотине строится шлюз.

Из рисунка 2 видно, что, при создании напора, плотиной используется лишь часть падения реки, именно тот её участок, на котором распространяется подпор воды. Для использова-

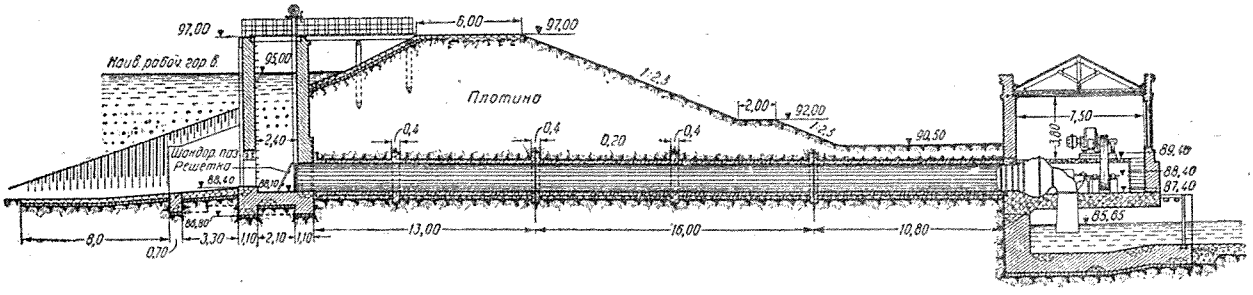


Рис. 4. Схема приплотинной установки с расположением здания гидростанции за плотиной.

ния всего падения реки необходимо построить несколько установок, располагающихся одна за другой (каскадом) от верхнего участка до её устья (рис. 6). В этом случае для увеличения выработки энергии выгодно итти на увеличение ёмкости водохранилищ вверху и на увеличение мощности гидростанции внизу каскада.

На горных реках, имеющих большие уклоны (падения), для создания нужного напора на гидроустановке, поступают следующим образом (рис. 7): из реки от точки A вода отводится

специальным каналом с малым уклоном, значительно меньшим, нежели уклон реки. Благодаря этому вода в конце канала (точка *Б*) оказывается на более высокой отметке, чем в естественном русле (точка *В*), в результате чего получается сосредоточенный напор воды, который может быть использован на турбинах гидростанции. Для лучшего захвата воды в канал на реке устраивается небольшой высоты плотина, а в голове канала водоприёмник.

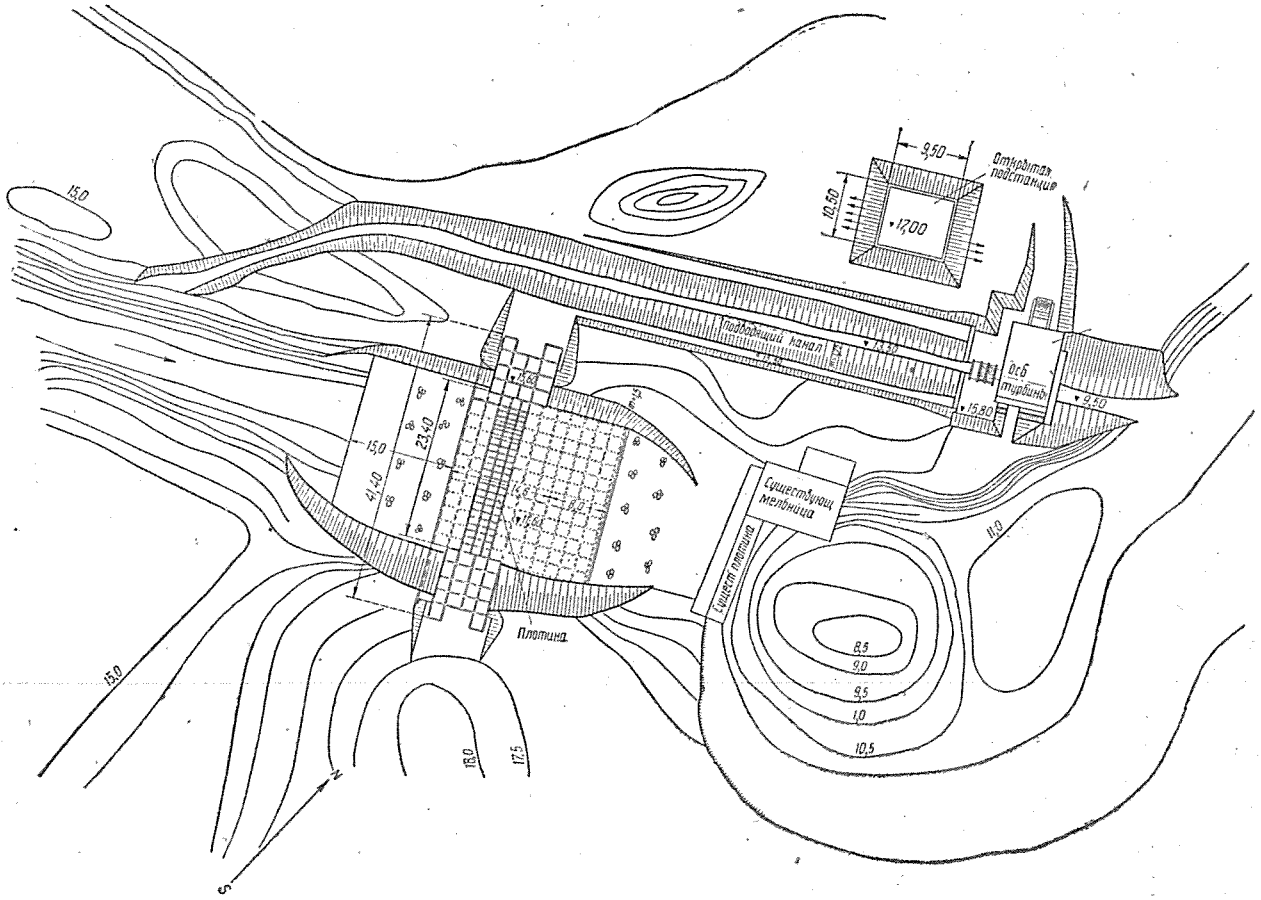


Рис. 5. Схема приплотинной установки с расположением здания гидростанции на коротком подводящем канале.

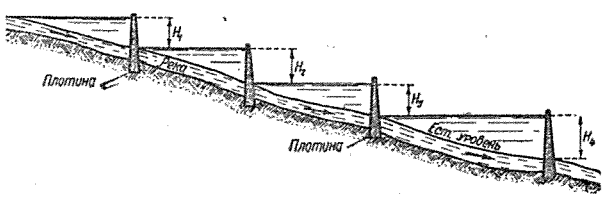


Рис. 6. Схема расположения каскада установок на реке.

Канал или другое сооружение, при помощи которого отводится вода из реки, называется *деривационным* (обходным) *сооружением*, а самая гидроустановка, напор на которой создан при помощи деривации, называется *деривационной гидроустановкой*.

Схема определения напоров для общего случая деривационной установки дана на рисунке 8.

Разность горизонтов у водозаборного сооружения и при выходе отводящего канала в реку представляет полный напор ($H_{пол}$).

Полный напор является суммой трёх напоров: напора, создаваемого плотиной — $H_{пл}$, напора $H_{дп}$, созданного за счёт проведения подводящей деривации, и напора $H_{до}$, полученного в результате устройства отводящей деривации.

Разность уровней воды в напорном бассейне и в отводящем канале представляет напор H (брутто), который может быть использован на гидросиловой установке. Для получения напо-

ра H (нетто) нужно вычесть из напора H (брутто) потери при входе воды в трубопровод, по его длине и в затворах на пути к турбине.

В зависимости от топографических условий и выбранного принципа расположения сооружение (плотина). Вместо канала может быть тоннель или трубопровод.

2. При наличии на реке порожистого участка или естественного перепада, плотина может отсутствовать совсем или иметь вспомогательное

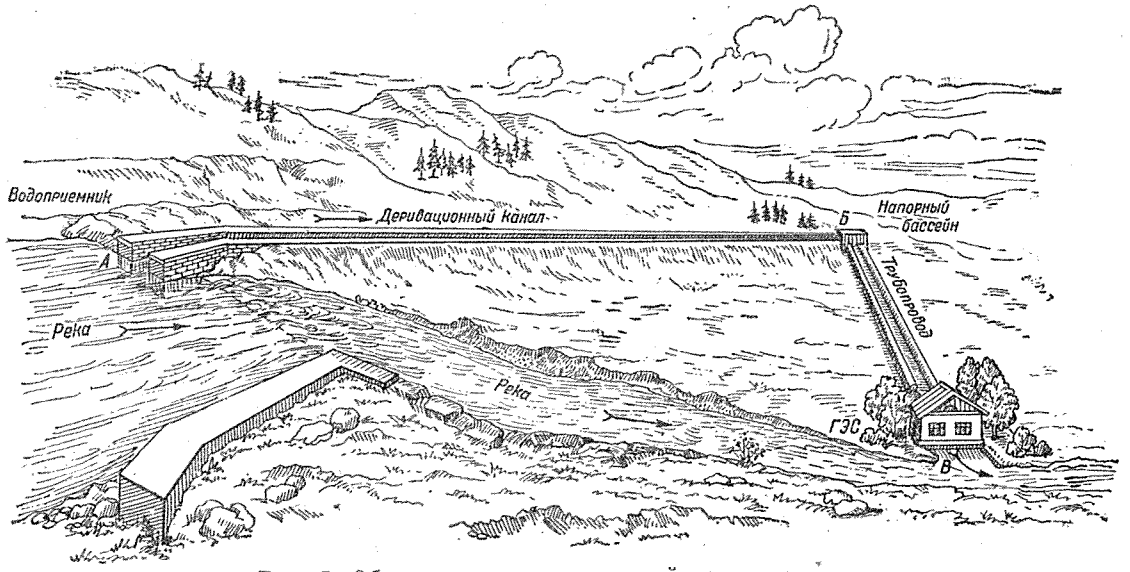


Рис. 7. Общая схема деривационной установки.

ний, могут встретиться следующие типовые схемы расположения деривационных установок.

1. Река образует петлю (рис. 9), имея на этом участке значительное естественное падение. В данном случае искусственное спрямление пет-

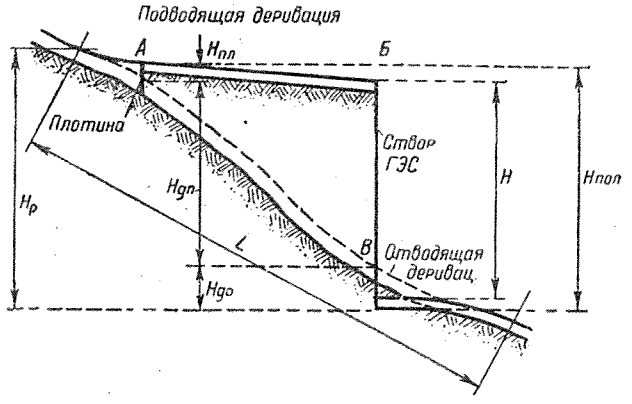


Рис. 8. Схема определения напоров деривационной установки.

ли при помощи канала может дать значительный сосредоточенный напор у здания станции, расположенного в конце спрямляющего канала.

Для увеличения напора на гидростанции, ниже канала на реке обычно возводится подпорное назначение (для улучшения забора воды); вода отводится в сторону деривационным каналом, проложенным вдоль реки (рис. 10).

3. На ирригационных каналах существует большое количество перепадов, которые могут быть с успехом использованы для постройки при них гидростанций. В этом случае здание станции располагается на отводном канале (рис. 11).

4. При наличии поблизости расположенных двух водотоков ($А$ и $Б$), имеющих различные отметки воды, представляется возможность, путём переброски определённого расхода из выше лежащего водотока в ниже лежащий, создать сосредоточенный напор H (рис. 12). Такая схема возможна в том случае, когда, наряду с энергетическим использованием, осуществляется дополнительное питание какой-либо реки (в энергетических, транспортных или других целях).

В состав деривационной установки входят следующие сооружения.

а) Головной узел, состоящий из водоподъёмной плотины или водозахватной шпоры, обеспечивающих захват воды в деривацию, и сооружения для водоприёма (водоприёмник), сброса паводков и очистки от наносов (отстойники или промывные шлюзы).

б) Деривация, представляющая сооружение, служащее для отвода воды и обычно спрямляющее естественный участок реки; деривация может быть *напорной* и *безнапорной*; на рисунке 13 дана схема установки с напорной деривацией и уравнительной башней.

Деривация обычно заканчивается напорным бассейном, входящим в состав станционного (силового) узла сооружения.

в) Станционный узел, в состав которого входят напорные бассейн и трубопровод, водосброс, здание станции и отводящий канал (рис. 14).

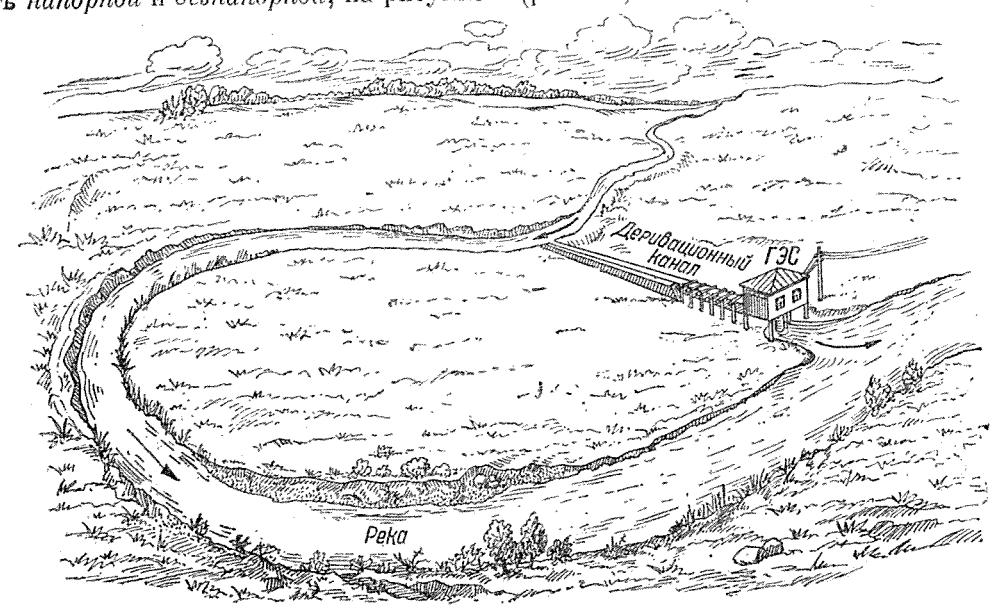


Рис. 9. Схема создания напора спрямлением излучины реки.

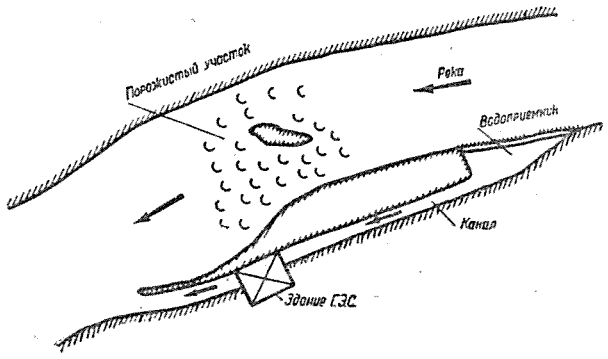


Рис. 10. Схема деривационной установки с использованием порожистого участка реки.

В случае напорной деривации, вместо напорного бассейна устраивается уравнительная башня (шахта), имеющая назначение уменьшать величину гидравлического удара и способствовать нормальной эксплоатации ГЭС при колебании нагрузки.

Если напор на гидроэлектростанции создаётся частично плотиной и частично деривацией, то такая схема установки называется *плотинно-*

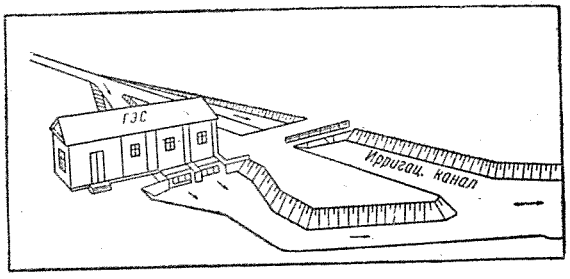


Рис. 11. Схема деривационной установки на ирригационном канале.

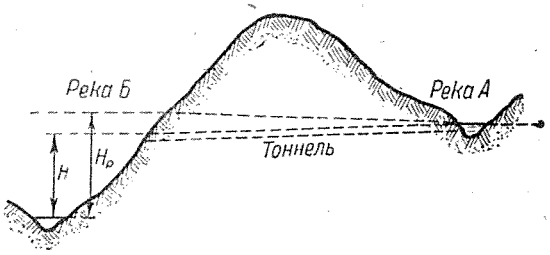


Рис. 12. Схема использования разности отметок двух соседних рек для создания напора.

деривационной, или *смешанной*. Состав сооружений плотинно-деривационной гидроустановки примерно тот же, что и для деривационной.

На рисунке 15 дана схема плотинно-деривационной установки. В этом случае полный напор на установке слагается из двух напоров, создаваемых плотиной и деривацией.

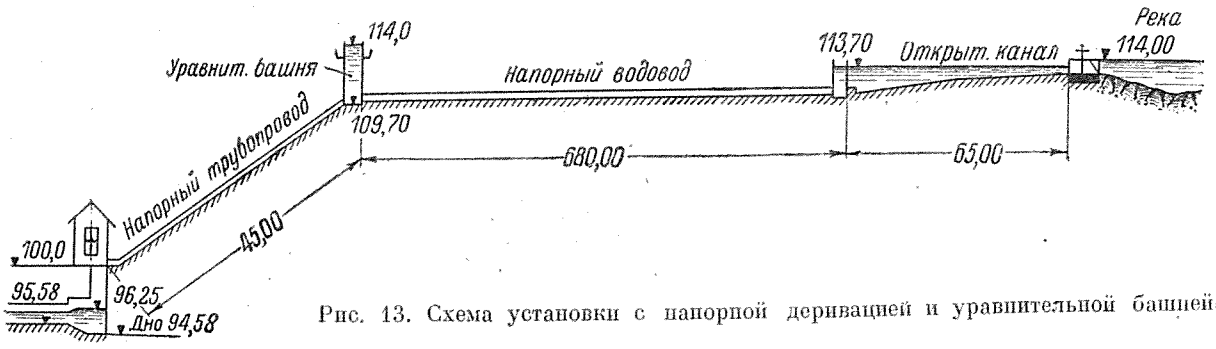


Рис. 13. Схема установки с напорной деривацией и уравнительной башней.

При комплексном использовании водотоков, в составе узлов сооружений установки должны быть предусмотрены специальные сооружения,

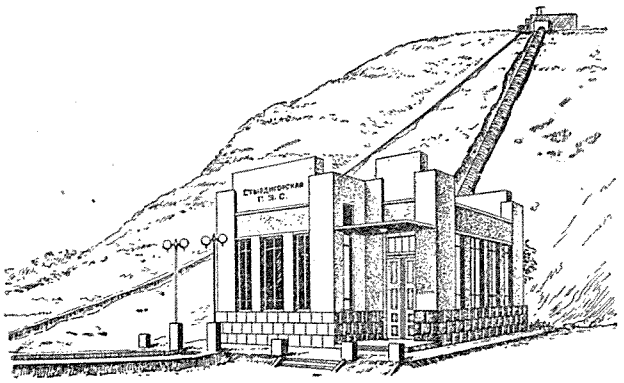


Рис. 14. Станционный узел деривационной гидростанции.

обслуживающие смежные отрасли народного хозяйства, а именно:

1) на судоходных и сплавных реках — судоходные и сплавные сооружения (шлюзы, лесосплавные лотки);

2) на реках, используемых для целей орошения, — соответствующие водозаборные устройства;

3) на ирригационных каналах — соответствующие выпуски, обеспечивающие подачу воды на оросительные каналы.

В зависимости от напора, гидроустановки разделяются на: *низконапорные, средненапорные* и *высоконапорные*.

К низконапорным относятся гидроустановки с напором до 6 м; к средненапорным — с напором от 6 до 25 м и, наконец, к высоконапорным — гидроустановки с напором более 25 м.

Каждая из указанных основных схем гидроустановок может иметь преимущественное распространение в определённом районе СССР, а именно:

1) плотинные установки — в районах европейской части Союза, равнинной части Сибири, Средней Азии, Казахстана и др.;

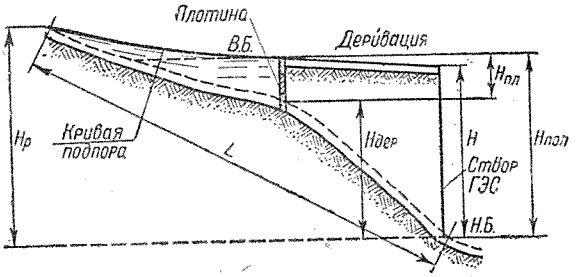


Рис. 15. Схема плотинно-деривационной установки.

2) плотинно-деривационные установки (смешанные) — в предгорных районах Союза и в таких районах, как Валдайская возвышенность, Карело-Финская ССР, Дальний Восток, Северный Кавказ, юго-западная часть Украины и др.;

3) деривационные установки — в горных районах Кавказа, Средней Азии, Киргизии, Сибири (Алтай) и др.

ВОПРОСЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛЫХ РЕК

Водные ресурсы могут быть использованы для различных отраслей народного хозяйства: энергетика, водный транспорт, лесосплав, водоснабжение, орошение и др.

Участники водохозяйственного комплекса по характеру своих требований могут быть подразделены на две основные группы:

1. Водопользователи, т. е. отрасли, использующие водные ресурсы без забора воды из рек: гидроэнергетика, судоходство и водный транспорт леса, рыбное хозяйство.

Для удовлетворения каждой из этих отраслей хозяйства требуется лишь сохранение определённого расхода воды в реке, обеспечивающее нормальные условия эксплоатации.

2. Водопотребители, т. е. отрасли, забирающие без возврата (или с малым возвратом) воду реки и уменьшающие этим её расходы: водоснабжение, орошение и др.

Рассмотрим более подробно главнейшие требования их к водным источникам.

Судоходство и лесосплав. Учитывая огромную сеть малых рек Союза, использование их как средства транспорта имеет весьма важное народнохозяйственное значение.

В зависимости от характера эксплоатационного использования, внутренние водные пути разбиваются на три группы:

1) *судоходные*, используемые преимущественно для речного судоходства; из этой группы судоходных путей на долю малых рек приходится 46,8 тыс. км;

2) *плотовые*, на которых производится транспорт леса в плотах; их протяжённость составляет 73 тыс. км;

3) *молевые*, относящиеся, как и плотовые реки, главным образом, к группе малых рек и эксплоатируемые для сплава леса молем (россыпью); их протяжённость 148 тыс. км.

Для возможности плавания судов по рекам, требуется устройство судоходного шлюза при плотине.

Плоты также пропускаются через шлюзы или разборчатые плотины; для сплава леса молем, в плотинах устраиваются специальные отверстия.

Кроме того, использование малых рек для водного транспорта требует соблюдения необходимых габаритов для мостов, пересекающих эти реки.

Ниже приводятся основные требования, которым должна удовлетворять судоходная река.

1. Минимальные глубины должны быть не менее 0,50 м.

2. Минимальная ширина судового хода должна удовлетворять условию расхождения двух встречных караванов судов. При судне шириною в 4,50 м минимальная ширина судового хода должна составить 12—12,5 м.

В виде исключения, на отдельных коротких участках, особенно затруднительных для судоходства, может быть допущено одностороннее плавание (без расхождения).

3. Радиусы кривизны судового хода должны быть не менее трёх длин наибольшего судна.

4. Скорости течения не должны превышать двух метров в секунду.

Габаритные размеры и типы судов для каждой реки должны определяться исходя из условий плавания и соображений экономического порядка.

Среднесуточный расход воды на шлюзование при средней интенсивности судоходства составит 0,15—0,20 м³/сек.

Для транспорта леса глубина реки при сплаве молем (россыпью) должна быть не менее 0,5—0,7 м, с учётом донного запаса 0,15 м, а при сплаве однорядных плотов — не менее 0,8—0,9 м (с учётом донного запаса 0,25 м) и для многорядных плотов — по расчёту из толщин брёвен и донного запаса 0,30 м.

Ширина реки должна быть не менее длины сплавляемых брёвен, увеличенных на запас для их разворота на 1—2 м.

Рыборазведение. Постройка водохранилищ на малых реках открывает широкие возможности для рыбоводства.

Продуктивность небольших рек и озёр, отнесённая к одному гектару водной поверхности водохранилища, для условий Московской области составляет 60—70 кг рыбы.

Орошение. Наличие подпёртого бьефа водохранилища при гидростанциях создаёт благоприятные условия для орошения расположенных ниже участков земель.

Очень удачное сочетание орошения с энергетикой получается при постройке ГЭС на реках с ледниковым питанием, имеющих наибольшие расходы воды в периоды жарких месяцев, когда потребность в поливе сильно возрастает.

КЛАССИФИКАЦИЯ МАЛЫХ ГИДРОСТАНЦИЙ ПО МОЩНОСТИ

Категория малых гидростанций охватывает мощности до 5 000 квт. Приводимая ниже классификация является в значительной мере условной и имеет своей задачей более чётко разграничить требования, предъявляемые к отдельным группам малых гидростанций.

В основу классификации положены следующие элементы:

1) характер обслуживания потребителей электроэнергии;

2) мощность существующих стандартных водяных турбин.

Исходя из указанного, представляется целесообразным разделить малые гидростанции на следующие три группы.

Первая группа — малые гидростанции с установленными мощностями до 250 квт, предназначенные для электроснабжения колхозов, совхозов и отдельных промышленных предприятий, а иногда отдельных селений. Радиус действия этой группы гидростанций 10—15 км.

Распределение энергии осуществляется на напряжении 6 000 вольт, реже 10 000 вольт. Строительная часть этой группы гидростанций отличается простотой конструкций; гидромеханическое оборудование обычно состоит из одной-двух турбин с ручным и, реже, автоматическим регулированием.

Эта группа малых гидростанций в сельском хозяйстве получила в нашей стране наибольшее распространение.

Вторая группа — малые гидростанции межколхозного значения с установленными мощностями от 250 до 1 000 квт.

Эта группа гидростанций предназначается для электроснабжения группы колхозов, расположенных в радиусе до 20—25 км, а также для электроснабжения сравнительно крупных сёл, либо отдельных предприятий.

Распределение энергии производится на напряжении 6 000—10 000 вольт. По своей конструкции сооружения гидростанции этой группы отличаются, по сравнению с первой группой, большей сложностью.

Гидромеханическое оборудование гидростанций данной группы состоит из двух-трёх турбин с автоматическими регуляторами.

Третья группа — малые гидростанции районного значения с установленными мощностями от 1 000 до 5 000 квт.

Эта группа гидростанций предназначается для электроснабжения районных центров (городов) и крупных населённых пунктов, с их промышленностью и коммунальным хозяйством, а также для обслуживания колхозов, расположенных вблизи от гидростанций. Радиус действия таких гидростанций до 50—60 км.

Распределение энергии производится на напряжении 6 000—10 000—35 000 вольт. По оборудованию и конструкции сооружений эта группа гидростанций сходна с гидростанциями второй группы.

КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ПО КАПИТАЛЬНОСТИ

Класс капитальности гидротехнического сооружения должен учитываться при проектировании гидротехнических сооружений для назначения:

а) величин допускаемых напряжений, коэфициентов запаса и коэфициентов устойчивости сооружений и их частей,

б) рода и качества материалов,

в) обеспеченности максимальных расходов воды, подлежащей пропуску при постройке и эксплоатации сооружений,

г) состава и объёма проектно-изыскательских работ,

д) методов расчёта сооружений и их частей.

Отнесение гидротехнического сооружения к тому или иному классу производится проектной организацией и утверждается органом, которому предоставлено право утверждения соответствующих проектов.

В зависимости от производственной эффективности гидроэлектростанции и их сооружения, согласно ГОСТ № 3315—46, разделяются на пять разрядов, причём ГЭС мощностью от 1000 квт до 100 квт, с выработкой энергии менее 4 млн. квт. час в год, относятся к 4 разряду, а ГЭС мощностью менее 100 квт — к 5 разряду.

В зависимости от значения, гидротехнические сооружения ГЭС разделяются на основные, второстепенные и вспомогательные.

К основным сооружениям относятся такие, прекращение работы которых, в случае ремонта или аварии, влечёт за собой заметное уменьшение мощности ГЭС или её остановку, а именно: сооружения головного и станционного узлов и деривации (плотины, водосбросы, водоприёмники, каналы, трубопроводы и др.).

К второстепенным относятся такие сооружения или их отдельные части, прекращение работы которых не влечёт за собой последствий, указанных для основных сооружений.

К вспомогательным сооружениям относятся такие, которые необходимы на время строительства или ремонта основных и второстепенных сооружений (перемычки, сооружения для водоотлива, леса, эстакады, опалубка и т. д.).

Постоянными являются основные и второстепенные сооружения, срок службы которых заранее не ограничен или превышает 5 лет.

Временными являются: а) основные и второстепенные сооружения, срок службы которых

заранее ограничен и не превышает 5 лет, б) все вспомогательные сооружения.

В зависимости от капитальности гидротехнические сооружения разделяются на пять классов:

I класс — особо капитальные,
II » — повышенной капитальности,
III » — обычной »
IV » — облегченные,
V » — особо облегченные.

Отнесение гидротехнического сооружения ГЭС к тому или иному классу производится следующим образом: определив разряд, значение и срок службы сооружения, относят его к тому или иному классу в соответствии с нижеследующей таблицей.

Таблица 1

Классификация гидротехнических сооружений ГЭС по капитальности

Наименование и срок службы сооружений	Разряды сооружений				
	1	2	3	4	5
	Классы сооружений				
Постоянные сооружения					
Основные	I	II	III	IV	IV
Второстепенные . .	III	III	IV	IV	V
Временные сооружения					
Основные, срок службы которых не превышает 5 лет	III	III	IV	IV	V
Второстепенные . .	IV	IV	IV	V	V
Вспомогательные . .	IV	IV	IV	V	V

Если гидротехнический узел является одновременно энергетическим, транспортным и мелиоративным, то классы отдельных сооружений гидроузла устанавливаются по соответствующим отраслям хозяйства (энергетики, транспорта, мелиорации).

Классы сооружений гидроузла, обеспечивающих действие гидроузла в целом, устанавливаются по отрасли, дающей наивысший класс.

Повышение класса сооружения на один класс допускается, в виде исключения, в следующих случаях:

а) если авария основного сооружения влечёт последствия катастрофического характера для населённых мест и предприятий, расположенных ниже основного сооружения, или может причинить значительный ущерб народному хозяйству;

б) при проектировании основных и второстепенных сооружений в неблагоприятных геологических или гидрогеологических условиях, например, при наличии слабых или химически неустойчивых грунтов, а также оползневых явлений.

Понижение класса основных постоянных сооружений должно производиться (на один класс) в следующих случаях:

а) если сооружение имеет: относительно небольшие размеры, при малых напорах; простые конструкции, расположенные на вполне надёжном основании;

б) если сооружение работает с перерывами, продолжительность которых позволяет производить его ремонт без нарушения работы гидроузла.

Повышение или понижение класса сооружения должно быть обосновано и подлежит утверждению соответствующей организацией.

ГЛАВА II

СОСТАВ И ОБЪЁМ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО МАЛЫМ ГИДРОСТАНЦИЯМ

★

ЗАДАЧИ ИЗЫСКАНИЙ И СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Прежде чем приступить к постройке гидроэлектростанции, необходимо изучить и исследовать данную реку, т. е. получить сведения о расходах воды и глубине реки, скоростях течения, высоте берегов, о составе грунтов и условиях их залегания и другие данные. Разумеется, чем сложнее сооружения, тем обширнее и подробнее должны быть эти исследования.

Правильное использование водных источников возможно только при всестороннем и подробном изучении и составлении общей схемы энергетического их использования.

Исходя из этого, процесс проектирования гидростанций желательно разбивать на следующие последовательные этапы.

А. Составление общей схемы энергетического использования реки или бассейна реки (водно-энергетическая схема).

Б. Составление проектов гидростанций в выбранных створах реки.

Проектирование гидростанций малой мощности ведётся по трём последовательным стадиям: проектное задание, технический проект и рабочие чертежи.

Для несложных гидростанций проектное задание может быть заменено технико-экономическим заключением без составления рабочих чертежей. В этом случае рабочие чертежи по особо важным и сложным узлам разрабатываются в техническом проекте.

Для более сложных гидростанций должны быть выполнены все стадии проектирования.

ПРОЕКТНОЕ ЗАДАНИЕ

Проектное задание гидростанции разрабатывается на основе материалов предварительного обследования участка водотока и будущих потребителей электроэнергии в определённом радиусе.

В проектном задании даётся:

а) схема использования водотока на данном участке;

б) примерная мощность, выработка электроэнергии, район охвата электрификацией, характеристика потребителя энергии и графики нагрузки;

в) типы основных сооружений гидроэлектростанций и их основные размеры;

г) соображения о стоимости гидроэлектростанций и электрификации потребителей, составленные на основе укрупнённых измерителей;

д) соображения о стоимости энергии на шинах станции и у потребителя;

е) заключение о технической возможности и экономической целесообразности строительства намечаемой станции;

ж) программа-смета на составление технического проекта и на изыскательские работы;

з) соображения о потребности в основных материалах.

Работы по составлению проектного задания делятся на три части:

а) подготовительные работы,

б) полевые обследования,

в) составление проектного задания.

Подготовительные работы выполняются до выезда на место работ.

Полевому обследованию подлежат: а) предполагаемые потребители энергии и трасса высоковольтных линий электропередачи; б) долина и русло водотока; в) хозяйства, интересы которых связаны с устройством гидроэлектростанций.

При полевом обследовании водотока, в целях выбора на нём наилучшего участка для постройки

гидроэлектростанции, следует иметь в виду, что наибольшая технически целесообразная длина отдельных фидеров линии передачи электроэнергии от гидроэлектростанции малой мощности до потребителя обычно не должна превосходить 10—15 км.

При полевом обследовании водотока надлежит установить место строительства гидроэлектростанции и наметить её схему.

В обоснование принятой схемы при обследовании водотока устанавливается:

а) возможность получения необходимого напора и мощности при устройстве плотины или деривации;

б) возможность устройства плотины, что устанавливается путём осмотра створа плотины и обнажений берегов водотока или лёгких расчисток, сбором сведений о максимальных паводковых горизонтах, горизонтах ледостава и ледохода и сведений о грунтах и грунтовых водах в колодцах и котлованах и расположении существующих гидротехнических сооружений;

в) возможность осуществления сезонного регулирования;

г) ориентировочные границы затопления и подтопления и примерное количество сельскохозяйственных угодий, подлежащих затоплению (по существующим картам, землеустроительным и другим планам и осмотром места в натуре);

д) возможность проложения деривации — устанавливается осмотром обоих береговых склонов, выбором наиболее удобной трассы деривации; намечение её типа, ориентировочное определение основных размеров и длин искусственных сооружений и природных препятствий, подлежащих устранению (скальные выступы, неустойчивые осыпи и пр.);

е) возможность устройства напорно-станционного узла гидростанций с осмотром намеченного участка в отношении выходов грунтовых вод, оползневых явлений, чередования геологических пород и их мощности по имеющимся обрывам или обнажениям.

При полевом обследовании водотока производится (или используется имеющаяся) топографическая съёмка участка, на котором предположено разместить сооружения станции, а также разбивка пикетажа и нивелировка по осям основных сооружений гидроэлектростанции:

а) по створу плотины — для получения профиля створа;

б) по трассе деривации, напорного трубопровода и отводящего канала гидроэлектростанции с обратным ходом по рейке — для определения падения используемого участка водотока; в высокогорных местностях величина падений используемого участка водотока может определяться барометрическим нивелированием.

Для несложных объектов инструментальных топографических работ можно не делать, ограничиваясь в этих случаях производством глазомерной съёмки. Инструментальная же съёмка производится при изысканиях для составления технического проекта.

При обследовании участка реки в целях определения вида и способа реконструкции существующего на данном участке узла гидротехнических сооружений или гидростанций, кроме работ, перечисленных выше, производится:

а) выявление типов существующих сооружений, их современного состояния, назначения, характера работы и особенности эксплоатации;

б) определение основных размеров для составления эскизов;

в) определение пропускной способности этих сооружений;

г) по возможности, фотографирование сооружений;

д) выявление типа и основных показателей существующего силового оборудования.

Если в небольшом расстоянии от участка исследуемого водотока нет гидрометрической станции, то при полевом обследовании производится измерение нескольких расходов воды (вертушками, поплавками) в створе, намеченном под устройство плотины или головного узла.

Результаты полевого обследования водотока вносятся в журнал полевого обследования.

Кроме того, в период полевого обследования на месте собираются следующие сведения:

а) данные о расположении потребителя энергии от предполагаемой к строительству ГЭС; эти данные наносятся на существующие планы или карты района обследования;

б) сведения о трассе высоковольтных линий электропередачи, её направлении, грунтах, пересечениях с линиями — связи, шоссейными и железными дорогами и др.;

в) сведения о потребной мощности, режиме потребления электроэнергии (последние сведения заверяются заказчиком);

г) характеристика существующих электростанций, установленная мощность, выработка энергии и её стоимость;

д) сведения по существующему водному хозяйству (судоходство, сплав, водоснабжение, рыбное хозяйство, водяные мельницы, ирри-

гация, и пр.) и данные о его взаимоотношении с намечаемой гидроэлектростанцией в части горизонтов воды, расходов и пр.;

е) ведомости колебания горизонтов воды по существующим водомерным постам; сведения о максимальном паводковом горизонте в створе плотины или головного узла;

ж) сведения о местных строительных материалах, их качестве, местонахождении, об условиях и стоимости разработки;

з) данные об осадках, температуре и влажности воздуха (от местных метеорологических станций).

Примерный объём пояснительной записки проектного задания составляет 20—40 страниц.

Если проектное задание относится к реконструкции существующей станции или существующего узла гидротехнических сооружений, то записка дополняется списанием существующих сооружений и их работы. Проектное задание после согласования с заказчиком представляется по принадлежности для утверждения в целом.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для гидроэлектростанций, проектируемых с использованием существующих сооружений (мельничных установок и пр.), а также и вновь сооружаемых приплотинных ГЭС мощностью до 60 квт и деривационных мощностью до 100 квт включительно, или при необходимости (для больших мощностей) получения только принципиального решения о возможности строительства гидроэлектростанции, проектное задание составляется по сокращённой программе, в форме так называемого «технико-экономического заключения». В последнем случае ряд вопросов, в частности, связанных с потреблением и распределением энергии и другие, подробно освещаются при производстве изысканий для составления технического проекта.

Технико-экономическое заключение должно включать:

а) ознакомление с местоположением будущего строительства и с бассейном реки по карте 1 : 200 000; изучение гидрологии водотока по литературным и другим источникам;

б) рекогносцировочное обследование участка реки в пределах ожидаемого подпора; обследование используемых гидротехнических сооружений;

в) выбор места, установление схемы и определение возможного напора, расхода и мощности гидростанции;

г) выявление потребителей электроэнергии от ГЭС в намечаемой зоне её действия (подсчёт нагрузок по укрупнённым нормативам);

д) сметные соображения по укрупнённым измерителям о стоимости сооружения ГЭС и электрификации потребителей;

е) определение стоимости одного установленного киловатта и стоимости киловаттчаса электроэнергии;

ж) заключение о возможности строительства ГЭС;

з) определение объёма изыскательских работ для составления технического проекта.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

Технический проект гидростанции является для строительства основным документом, в котором окончательно устанавливаются все технико-экономические показатели проектируемой станции, решаются все технические вопросы, устанавливаются типы и конструкции сооружений, стоимость и сроки строительства.

Составной частью технического проекта является генеральная смета, на основе которой ведётся финансирование строительства.

Технический проект гидроэлектростанции малой мощности, в основном, должен составляться на основе типовых проектов, принятых в системе Главсельэлектро.

Конструктивные чертежи сооружений должны быть даны с полнотой, достаточной для ведения по ним строительных работ, и включать рабочие чертежи отдельных, наиболее сложных конструкций и деталей сооружения.

Технический проект малых гидроэлектростанций составляется на основании согласованного с заказчиком и утверждённого в соответствующих инстанциях проектного задания (или заменяющего его технико-экономического заключения) и материалов обследования и изысканий, проведённых на месте предполагаемого строительства.

Материалы изысканий должны освещать участок предполагаемого строительства в топографическом, геологическом, гидрологическом, водно-энергетическом и строительно-хозяйственном отношении. Если по соответствующему разделу изыскания для составления проектного задания были произведены в достаточном объёме, то для технического проекта они не повторяются.

Топографические материалы служат для определения возможного напора и объёма водохранилища гидроэлектростанции,

установления её окончательной общей схемы и рационального размещения сооружений, а также для определения вида и площади затопления сельскохозяйственных угодий. Для разрешения этих вопросов топографические материалы должны включать следующие данные:

а) План долины используемого водотока в пределах расположения водохранилища в масштабе 1 : 5 000, с горизонталями, проведёнными через 1—2 м для равнинных и через 3—5 м для горных местностей. При наличии съёмок разрешается пользоваться готовыми планами в масштабе 1 : 10 000.

Съёмка может быть произведена методом поперечников, проложенных через 100—250 м.

б) План местности в объёме, определяемом пределами расположения основных сооружений и подсобных предприятий проектируемой станции, в масштабе 1 : 1 000 и в масштабе 1 : 2 000 для участка деривации шириной в 50—100 м с горизонталями через 0,5—1,0 м для равнинных районов, через 1,0—2,0 м для горных районов. При наличии съёмок разрешается пользоваться готовыми планами масштаба 1 : 2 000 для основных сооружений и 1 : 5000 для участка деривации.

в) Продольный профиль водотока в границах сооружений и подпора в масштабе — горизонтальном 1 : 5 000 и вертикальном 1 : 100, с данными промеров наибольших глубин.

г) Поперечный профиль водотока по оси проектируемой плотины в масштабе — горизонтальном 1 : 1 000—1 : 500 и вертикальном 1 : 100—1 : 50, а также два аналогичных профиля — на 30 м ниже и на 30 м выше оси плотины. Для водохранилищных земляных плотин число профилей определяется шириной профиля плотины по основанию.

д) Продольный профиль по трассе деривации и отводящего канала в масштабе — горизонтальном 1 : 5 000 и вертикальном 1 : 100.

Геологические материалы служат для обоснования возможности возведения сооружений станции в намечаемых пунктах и для выбора типа сооружений и оснований для этих сооружений. В состав необходимых геологических материалов входят:

а) краткий инженерно-геологический очерк района расположения сооружений проектируемой станции, составленный на основании существующих архивных и литературных материалов, данных обследования и разведки, произведённых в натуре;

б) геологические разрезы по створу плотины, трассе деривации, трассе напорного трубопровода и отводящего канала, построенные на основании буровых скважин и шурфов и совмещённые с соответствующими топографическими профилями;

в) колонки по всем буровым скважинам и шурфам;

г) данные о сейсмических условиях в районе предполагаемого строительства.

Буровые скважины, на основании которых строятся геологические разрезы, закладываются по створу плотины в строго необходимом и возможно минимальном количестве, но не менее трёх под плотину (одна в русле и две на берегах) и одной под здание ГЭС.

Глубина скважин должна определяться на основании общих соображений о геологии створа. В русле реки глубина скважины должна превышать на 1—1,5 м возможную глубину забивки шпунтов плотины. Глубина береговых скважин определяется отметкой заложения русловой скважины.

Для прочих сооружений скважины закладываются только для особо ответственных случаев. Обычно же геология оснований этих сооружений освещается закладкой шурфов, осмотром обнажений и расчисток.

Пробивка скважин, шурфов и выработок в однородной скале ниже проектируемого основания сооружений, на глубину более чем в один метр, не требуется.

К необходимому для составления технического проекта станции минимуму гидрологических материалов относятся следующие:

а) расходы воды, замеренные в створе плотины или головного узла станции в период производства изысканий; эти расходы, по возможности, должны быть замерены при различных горизонтах воды в реке;

б) поперечный профиль русла реки в створе, где производились измерения расходов воды;

в) продольный уклон водотока в районе измерения расходов воды;

г) ведомость колебания горизонта воды по водомерному посту, который должен быть установлен в створе плотины или головного узла станции перед началом изыскательских работ;

д) акт об отметке максимального горизонта весеннего паводка в створе плотины или головного узла станции, составленный лицом, производящим обследования, и местными старожилами и заверенный заказчиком;

е) данные об осадках, температуре и влажности воздуха по ближайшим к району предполагаемого строительства метеорологическим станциям;

ж) план или карта водосборной площади водотока для створа плотины или головного узла станции;

з) характеристики водосборной площади водотока (лесистость, заболоченность почвы, рельеф, протяжённость речной сети и пр.);

и) ведомости горизонтов воды по существующим водомерным постам на данном, а при их отсутствии — на соседнем водотоке;

к) кривые связи Q, и H в створах гидрометрических станций;

л) характеристики зимнего режима (лёд, шуга, неледи);

м) данные о донных и взвешенных наносах, влекомых потоком, ведомости расходов и интегральная кривая стока.

Объём пояснительной записки к техническому проекту не должен превышать 50—100 страниц, в зависимости от сложности объекта.

Сметы к техническому проекту составляются на весь объём строительства. В тех случаях, когда строительство осуществляется по очередям, сметы составляются на осуществляемую очередь строительства. Стоимости последующих очередей определяются ориентировочными расчётами на основе опыта аналогичных строительств по укрупнённым измерителям. Смета включает все расходы по осуществлению строительства и составляется в ценах и нормах 1945 года.

К генеральной смете прикладывается ведомость с распределением затрат по отдельным участкам строительства (районные центры, колхозы, МТМ, МТС и пр.). Для оценки принятых проектом технических решений, а также для получения в дальнейшем укрупнённых измерителей, по каждому техническому проекту должны быть даны в табличной форме технико-экономические показатели, включаемые в общую часть пояснительной записки к проекту.

РАБОЧИЕ ЧЕРТЕЖИ И ОФОРМЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Для сельских ГЭС (мощностью до 250 квт) стадия разработки рабочих чертежей отсутствует. Все чертежи сооружений ГЭС этой мощности разрабатываются с подробностью, достаточной для ведения по ним строительных работ; в техническом проекте дают рабочие чертежи только наиболее сложных конструкций и деталей сооружения.

Для гидроэлектростанций с особо сложными сооружениями, на основе утверждённого технического проекта и полученных технических данных по оборудованию, разрабатываются рабочие чертежи, в которых производятся окончательные расчёты по всем сооружениям, деталям и даются их конструкции.

Чертежи должны выполняться с применением условных обозначений в соответствии со стандартами и нормами.

Пояснительные записки и другие текстовые материалы должны излагаться сжато, в точных и ясных формулировках.

В пояснительных записках обязательно даётся перечень приложений и чертежей.

К проектам должны прилагаться протоколы утверждающих инстанций и протоколы согласований с организациями.

ГЛАВА III

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ

★

При составлении проектов использования малых рек обычно приходится сталкиваться с таким положением, когда по интересующему объекту или совершенно отсутствуют гидрологические материалы или они охватывают весьма короткий промежуток времени (2—3 года) и не могут считаться достаточными для производства нужных гидрологических расчётов. Прежде всего необходимо ознакомиться с имеющимися гидрологическими материалами, относящимися к интересующему водотоку (реке, каналу).

Ознакомление с гидрологическими и гидрометрическими материалами и сбор их следует вести по линии гидрометслужбы, различных проектно-изыскательных организаций (Сельэлектро, Мелиоводстрой, Гидроэнергопроект, Гипроречтранс и др.) и литературных источников.

Для изучения малых рек имеют значение картографические материалы: географические карты; карты, планы и продольные профили рек специальных съёмок; областные, республиканские и порайонные карты.

Определение площади водосбора реки производится по картам масштаба 1 : 25 000; 1 : 50 000; 1 : 100 000; 1 : 200 000. Для этого прежде всего намечается линия водораздела данной и соседних рек и путём планиметрирования определяется общая площадь водосбора данной реки.

В тех случаях, когда рельеф местности слабо выражен (низменные и заболоченные местности), водораздельная линия намечается на месте при съёмке водосбора. Необходимо также установить озёрность, заболоченность и лесистость водосбора (в процентах от площади водосбора).

Когда сведения по интересующей нас реке (объекту) отсутствуют или они недостаточны, производится сбор сведений о стоке хорошо исследованных соседних рек аналогов. При этом аналогия должна быть наиболее полной и касаться, помимо рельефа, растительности, почвы, также и метеорологических условий.

При обследовании реки на месте проводят следующие работы: а) топографическую рекогносцировку, б) измерение уровней воды и в) определение расходов воды.

В задачу топографической рекогносцировки входит общее ознакомление с бассейном реки, проверка водораздельных линий, проведённых на карте, литературных и картографических данных об озёрности, заболоченности и лесистости бассейна и проверку карт на местности.

Эта работа включает рекогносцировочный объезд бассейна и проверку (облегчённой инструментальной съёмкой) отдельных точек, линий или площадей, особо отмеченных при рекогносцировке. Рекогносцировщик ведёт журнал кратких записей и зарисовок и производит в необходимых случаях исправления на карте и дополняет её новыми данными. Все собранные им сведения и материалы должны быть обработаны в виде отчёта.

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЕЙ ВОДЫ

Измерение уровней воды проводится в направлениях: а) организации наблюдений над уровнями воды в интересующих створах реки и б) приближённого установления максимальных и минимальных уровней реки.

Постоянное наблюдение над уровнями воды в реке обязательно и должно вестись в течение всего времени проектирования и строительства гидростанции, и в процессе её эксплоатации.

Знание максимальных уровней реки необходимо для установления максимального паводкового расхода воды в реке и последующего расчёта гидротехнических сооружений.

При проведении рекогносцировочных исследований реки необходимо стремиться организовать длительные наблюдения на реке. Для этой цели на избранном участке устраивается постоянный водомерный пост, на котором организуются регулярные наблюдения над уровнями воды в реке.

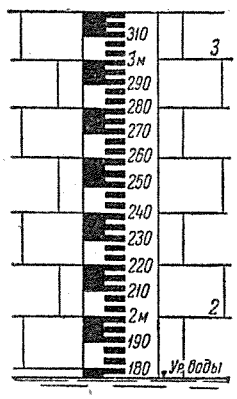


Рис. 16. Реечный водомерный пост.

При выборе места для водомерного поста необходимо соблюдать следующие требования.

Место расположения поста должно быть легко доступным для наблюдений, защищено от ледохода, находиться на неподмываемом берегу. Русло реки должно быть устойчивым.

Не следует располагать водомерный пост на крутых поворотах и в устьях притоков, а относить его от указанных мест на расстояние не менее пятикратной ширины реки.

Водомерные посты устраивают или реечного или свайного типа. Реечные посты устраивают

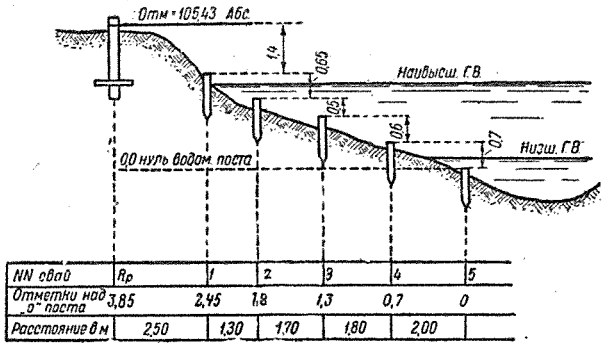


Рис. 17. Свайный водомерный пост.

на сооружениях, находящихся в русле реки, как-то: на устоях и быках мостов, на шлюзах и т. д. (рис. 16). В этом случае на имеющемся сооружении прочно укрепляется постоянная рейка с делениями, по которой производятся наблюдения.

Свайный пост (рис. 17) состоит из отдельных, расположенных по откосу берега деревянных свай диаметром в 15—25 см и длиной около 2,0 м.

Количество свай должно быть таково, чтобы можно было произвести замеры как наивысшего, так и наинизшего уровней.

Для того чтобы иметь возможность проверить, не изменили ли сваи своего положения (отметки), на каждом водомерном посту устанавливается репер R_p (постоянная высотная точка). Первая свая забивается на верху берега так, чтобы самые высокие воды не заливали бы её головки. Этой свае придаётся номер первый (свая № 1). Вторая свая забивается ближе к реке, на таком расстоянии от сваи № 1, чтобы головка её по отвесу была ниже головки первой не более, примерно, 60 см. Третья свая (свая № 3) устанавливается ещё ближе к воде, чтобы её головка была ниже головки сваи № 2 не более 60 см и т. д. Самая последняя по номеру свая должна быть забита под уровень воды, с тем чтобы самые низкие воды никогда не обнажали этой сваи, а покрывали её слоем воды не менее 20—30 см.

Последняя по номеру свая принимается за нуль поста, от которого и производятся все отсчёты. Более удобно, однако, придать реперу условную отметку, которая должна удовлетворять только одному требованию: она должна быть больше превышения первого репера над самой нижней сваей. Приняв условную отметку первого репера, из него вычитают превышение его над сваей № 1, сваи № 1 над сваей № 2 и т. д. и получают условную отметку самой нижней сваи. Таким образом, уровень воды будет выражаться в условных отметках.

В скалистых берегах сваи заменяются высечками в скале. Наблюдения над уровнями воды производятся при помощи переносной водомерной рейки, размеченной на деления.

Измерение уровня реки необходимо производить в одни и те же часы, не реже одного раза в день (общепринятым временем в СССР является 7 часов утра). В том случае, если уровни воды подвержены резким изменениям (весной), измерения уровней должны производиться чаще (три-пять раз в день). Результаты наблюдений заносятся в специальный журнал.

Установление горизонта высоких вод (ГВВ) относится к наиболее ответственной части полевых обследований.

Определение ГВВ производится по личным наблюдениям и по опросу местного населения. В обоих случаях необходимо установить дату паводка и его размеры. Весьма важно установить ГВВ для ряда лет.

Максимальный горизонт определяют приблизительно, пользуясь следующими данными: по следам паводка на берегах, деревьях и кустах, а также по специальным меткам и показаниям местных жителей. Кроме этого, где представляется возможным, нужно навести справки о максимальных горизонтах в местных организациях (мелиотрест, сплавные конторы и др.). Полученные таким образом из разных источников сведения необходимо сверить между собой и выбрать наиболее достоверные. Положение максимального горизонта необходимо после этого закрепить на надёжном месте (устое моста, обрезе фундамента, специально забитом колу и т. д.) и занивелировать эту отметку. Важно также из опросов старожилов установить минимальные горизонты, а также пересыхает ли река летом и промерзает ли она зимой, на какой отметке происходит ледоход, толщина льда и условия его прохождения (бывают ли заторы и т. д.).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ВОДЫ

Расход воды в реке может быть определён, если известно живое сечение реки ω кв. м и средняя скорость течения воды ($V_{ср}$), т. е.:

$$Q = \omega \cdot V_{ср} \text{ м}^3/\text{сек}. \qquad (11)$$

Живое сечение реки представляет заполненную часть сечения русла реки водой.

Величины ω и $V_{ср}$ определяются непосредственным измерением. Скорости воды могут быть также вычислены по формулам гидравлики.

Скорости течения воды в реке неодинаковы: обычно к берегам и дну реки они меньше, а к середине и поверхности течения они больше.

Определение скорости течения воды на гидрометрических створах в реке производится поплавком или гидрометрической вертушкой. Обычно водомерный пост совмещается с гидрометрическим створом. Способ определения скорости течения поплавком менее точен, чем вертушкой, поэтому он может быть рекомендован лишь для предварительных подсчётов, а также в тех случаях, когда скорость течения мала и не улавливается вертушкой.

Для измерения скорости течения выбирают более или менее прямолинейный участок русла с постоянной шириной и глубиной. Длина этого участка должна быть в 3—4 раза больше ширины реки.

На этом участке разбивают три створа 1, 2 и 3 (рис. 18), из которых второй (средний) является главным, а остальные вспомогательными. Створы закрепляются на берегах кольями или вехами. Расстояние между главным и дополнительными створами должно быть равно одно- или двукратной ширине русла реки.

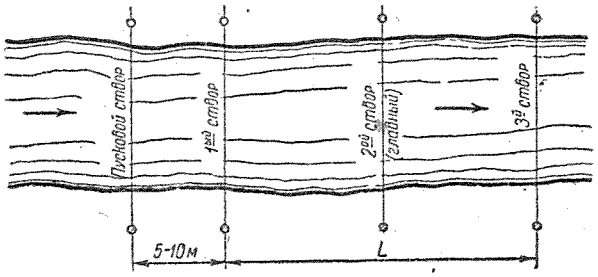


Рис. 18. Разбивка створов для измерения скоростей течения поплавками.

В расстоянии 5—10 м от верхнего дополнительного створа намечается ещё один, так называемый «пусковый створ», с таким расчётом, чтобы поплавок во время прохождения через верхний створ уже имел полную скорость несущей его струи. После разбивки и закрепления створа приступают к промерам глубин на главном створе. Для этого поперёк русла реки натягивают трос, проволоку или шнур, на которых через каждые 2—5 м (в зависимости от ширины реки) делают отметки краской или перевязками бечёвкой, проволокой и т. д.

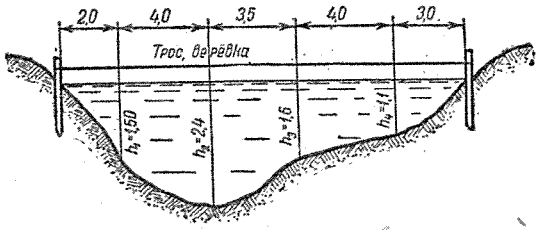


Рис. 19. Поперечное сечение реки и промеры глубин.

В этих точках производится измерение глубины реки (рис. 19). Промеры глубин удобно производить круглым шестом длиной в 5—6 м, диаметром 4—6 см, окрашенным в белый цвет и разделённым на десятые доли метра (или пятёрки сантиметров) красной краской; цифры надписываются чёрной краской.

На основе произведённых промеров глубин вычерчивается линия дна и определяется поперечное сечение реки.

Учитывая неправильную форму живого сечения реки, при подсчёте его площадь определяют суммированием отдельных элементарных площадок, на которые оно разбивается, или же заменяют более подходящей равновеликой гео-

метрической фигурой (прямоугольник, треугольник, трапеция).

Смоченный периметр χ есть длина линии, ограничивающей смоченную водой часть живого сечения.

Отношение площади живого сечения к смоченному периметру носит название *гидравлического радиуса*, т. е.

$$R = \frac{\omega}{\chi}. \qquad (12)$$

В предварительных расчётах можно принимать:

$$R = h_{ср}, \qquad (13)$$

где $h_{ср}$ — средняя глубина реки.

Измерение скоростей поплавками следует производить в соответствии с характером водотока. На малых реках с быстрым течением, при ширине до 20 м, для получения средней скорости всего потока возможно определять лишь наибольшую поверхностную скорость. Для этого поплавки в количестве 5—10 штук забрасываются на середину реки у пускового створа.

При реках с медленным течением необходимо определять скорости течения в нескольких местах по ширине реки.

В качестве поплавков можно применять кружки дерева, диаметром в 10—15 см и толщиной в 2—5 см, или доски размером в 10×15 см. Поплавки пускаются с лодки или бросаются с берега. Время прохождения поплавков через створы 1 и 3 замеряется секундомером (или секундной стрелкой часов) по сигналам. Работа должна производиться в безветренную погоду.

Скорость движения поплавка по поверхности воды определяется по формуле:

$$V = \frac{L}{T}, \qquad (14)$$

где L — расстояние между створами 1 и 3 в метрах;

T — время в секундах, в течение которого пройдено расстояние L.

Из полученных величин V в расчёт принимается полусумма двух наибольших измеренных скоростей.

Для получения средней скорости в живом сечении реки, пользуются следующей формулой:

$$V_{ср} = K \cdot V_{пов}, \qquad (15)$$

где K — коэфициент для перехода от поверхностной скорости к средней скорости в живом сечении; принимается в зависимости от гидравлического радиуса и характера русла реки по таблице 1-а.

Таблица 1-а

Значения переходного коэфициента K в зависимости от характера русла (по Огиевскому)

Гидравлический радиус R	Значение K		Гидравлический радиус R	Значение K	
	Обычное земляное русло $\gamma = 1{,}3$	Русло, заросшее или с камнями и галькой $\gamma = 1{,}75$		Обычное земляное русло $\gamma = 1{,}3$	Русло, заросшее или с камнями и галькой $\gamma = 1{,}75$
0,10	0,55	0,49	0,6	0,70	0,66
0,15	0,58	0,53	0,8	0,72	0,68
0,20	0,61	0,56	1,0	0,73	0,69
0,25	0,63	0,58	1,2	0,74	0,71
0,30	0,65	0,60	1,6	0,75	0,72
0,40	0,67	0,62	2,0	0,76	0,73
0,50	0,69	0,64			

Коэфициент K может быть определён также по формуле Базена:

$$K = \frac{C}{C + 14}. \qquad (16)$$

Здесь C — коэфициент Шези, величина которого определяется по формуле Базена:

$$C = \frac{87}{1 + \frac{\gamma}{\sqrt{R}}} \qquad (17)$$

или по формуле Маннинга:

$$C = \frac{1}{n} R^{1/6}, \qquad (18)$$

где: γ и n — коэфициенты шероховатости русла (русловые коэфициенты), принимаемые по таблице 2.

Зная живое сечение реки и среднюю скорость течения, расход воды можно определить по формуле (11).

Неточность подсчёта расхода по описанному способу составляет около 10—15%.

Определение скоростей течения гидрометрической вертушкой даёт наиболее точные результаты при глубине реки на гидрометрическом створе (на длине 0,75—0,80 ширины реки) не меньше 0,15—0,20 м, при скорости течения не меньше 0,10—0,15 и не больше 3,0 м/сек.

Выбор места и участка для измерений производится, как и при измерении скоростей поплавками. Измерение производится в нескольких местах по ширине реки и в нескольких точках по вертикали.

Таблица 2

Классификация русловых коэфициентов естественных водотоков (по Срибному)

№ категории	Характеристика русла	n	γ
1	Естественные русла в весьма благоприятных условиях (чистое, прямое, незасорённое, земляное, со свободным течением)	0,025	1,25
2	Русла постоянных водотоков равнинного типа (преимущественно больших и средних рек) в благоприятных условиях состояния ложа и течения воды. Периодические потоки (большие и малые) при очень хорошем состоянии поверхности и формы ложа	0,033	(1,75) 2,0
3	Сравнительно чистые русла постоянных равнинных водотоков в обычных условиях, извилистые, с некоторыми неправильностями в направлении струй, или же прямые, но с неправильностями в рельефе дна (отмели, промоины, местами камни). Земляные русла периодических водотоков (сухих логов) в относительно благоприятных условиях	0,040	2,75
4	Русла (больших и средних рек), значительно засорённые, извилистые и частично заросшие, каменистые, с неспокойным течением. Периодические (ливневые и весенние) водотоки, несущие во время паводка заметное количество наносов, с крупногалечным или покрытым растительностью (травой и пр.) ложем. Поймы больших и средних рек, сравнительно разработанные, покрытые нормальным количеством растительности (травы, кустарники)	0,050	3,75
5	Русла периодических водотоков, сильно засорённые и извилистые. Сравнительно заросшие, неровные, плохо разработанные поймы реки (промоины, кустарники, деревья, с наличием заводей). Галечно-валунные русла горного типа с неправильной поверхностью водного зеркала. Порожистые участки равнинных рек	0,067	5,50
6	Реки и поймы, весьма значительно заросшие (со слабым течением), с большими глубокими промоинами. Валунные, горного типа русла с бурливым, пенистым течением, с изрытой поверхностью водного зеркала (с летящими вверх брызгами воды)	0,080	7,0
7	Поймы такие же, как предыдущие категории, но с сильно неправильным косоструйным течением, заводями и пр. Горно-водопадного типа русла с крупновалунным извилистым строением ложа; перепады ярко выражены; пенистость настолько сильна, что вода, потеряв прозрачность, имеет белый цвет; шум потока доминирует над всеми остальными звуками, делает разговор затруднительным . . .	0,10	9,0
8	Характеристика горных рек примерно та же, что и предыдущей категории. Реки болотного типа (заросли, кочки, во многих местах почти стоячая вода и пр.). Поймы с очень большими мёртвыми пространствами, с местными углублениями, озёрами и пр.	0,133	12,0
9	Потоки типа селевых, состоящие из грязи, камней и пр. Глухие поймы (сплошь лесные, таёжного типа)	0,20	20,0

Измерение скорости на малых реках чаще всего производится в следующих местах: в трёх точках — на 0,2, 0,6 и 0,8 глубины (от поверхности); в двух точках — на 0,2 и 0,8 глубины; в одной точке — на 0,6 глубины при открытом русле и на 0,4 или 0,5 глубины при ледяном покрове.

Средняя скорость по вертикали по данным скоростей в отдельных точках определяется по одной из следующих формул:

При открытом русле и измерении в трёх точках:

$$V_{ср} = \frac{V_{0,2} + 2V_{0,6} + V_{0,8}}{4}; \quad (19)$$

в двух точках:

$$V_{ср} = \frac{V_{0,2} + V_{0,8}}{2}; \quad (20)$$

в одной точке:

$$V_{ср} = V_{0,6}. \quad (21)$$

При ледяном покрове и измерении в двух точках:

$$V_{ср} = \frac{V_{0,2} + V_{0,8}}{2}; \quad (22)$$

в одной точке:

$$V_{ср} = 0{,}85\ V_{0,4} \text{ или } V_{ср} = 0{,}85\ V_{0,5}. \quad (23)$$

После вычисления средних скоростей по отдельным вертикалям, производится вычисле-

ние величины расхода воды по всему сечению реки, для чего сечение реки, в соответствии с расположением вертикалей, разбивается на отдельные треугольники и трапеции и подсчитываются расходы воды, проходящие через эти элементарные площадки. Полный расход воды через всё сечение реки выразится суммой частных элементарных расходов.

Все записи по измерению скоростей и вычислению расходов заносятся в специальный журнал.

Определение расхода воды водосливом также может быть применено на малых реках (рис. 20).

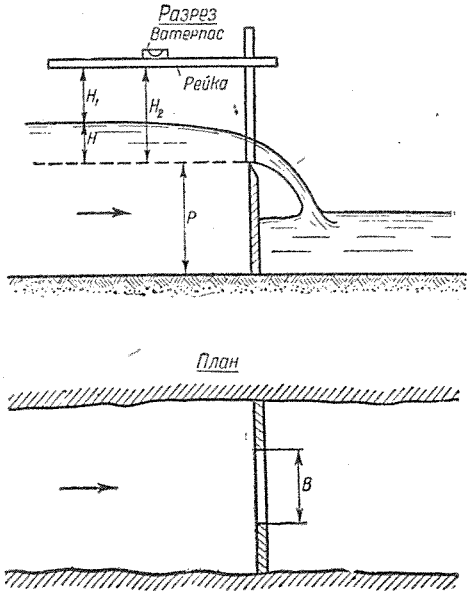


Рис. 20. Измерение расхода воды водосливом.

При устройстве водослива должны быть соблюдены следующие условия: верхнее ребро (гребень) водослива должно быть горизонтальным, а ограждающие его боковые грани вертикальными; гребень водослива должен быть заострён; водослив не должен пропускать воду ни с боков, ни между досками, а вода должна проходить только через водослив.

Для определения расхода воды через водослив нужно измерить напор на гребне водослива H и ширину отверстия водослива. Для определения напора на водосливе измеряют, пользуясь уровнем величины H_1 и H_2. Разность $H_2 - H_1 = H$ даёт искомый напор на гребне водослива.

Величину H_1 следует измерять на расстоянии (4—5) H.

Количество воды литров в секунду, протекающее через водослив шириной в 1 м, можно найти по таблице 3. При ширине больше одного метра найденная величина из таблицы соответственно увеличивается, а при ширине меньше одного метра уменьшается.

Для возможности определения максимального расхода по следам паводков необходимы:

а) наличие меток горизонта высоких вод (ГВВ) на интересующем участке русла реки;

б) возможность восстановления средней скорости течения, соответствующей наблюдённому ГВВ;

в) устойчивость русла.

После установления горизонта высоких вод необходимо произвести замер поперечного сечения в створе реки.

При отсутствии данных о замеренной скорости течения в период паводка, для определения средней скорости течения может быть взята формула Шези, применимая для условий равномерного течения:

$$V = C\sqrt{RI}. \qquad (24)$$

Коэфициент сопротивления C вычисляется по формуле Базена (17) или по формуле Маннинга (18).

Для упрощения расчётов гидравлический радиус в формуле Шези может быть заменён средней глубиной реки.

Определение уклона водной поверхности I производится нивелировкой по следам паводков ГВВ или, в крайнем случае, по существующему урезу воды.

Для этого на одном из берегов реки, на расстоянии в 50—100 м друг от друга забиваются точно в уровень с водой (или в уровень ГВВ) два урезных колышка. Верхняя поверхность колышков нивелируется; тогда:

$$I = \frac{\Delta h}{L}, \qquad (25)$$

где Δh — разность в отметках верха двух колышков (в метрах),

L — расстояние между кольями (в метрах).

При сложном профиле живого сечения русла, определение всех элементов формулы Шези должно вестись по отдельным однообразным участкам в целях полного учёта условий протекания воды.

Для определения скорости течения может быть также применена формула Д. Л. Соколовского и Покровского. Эта формула не содержит коэфициента шероховатости и основана на 500 измеренных наибольших скоростях течения при различных уклонах и глубинах.

Эта формула имеет вид:

$$V_{ср} = 17 I^{0,40} h^{0,50}, \qquad (26)$$

Таблица 3

Количество воды, протекающее в секунду через прямоугольный водослив шириной в 1 м

H м	Q л/сек.	H м	Q л/сек.	H м	Q л/сек.	H м	Q л/сек.	H м	Q л/сек.
0,01	1,7	0,25	224	0,49	615	0,73	1 117	0,97	1 713
0,02	5	0,26	237	0,50	634	0,74	1 141	0,98	1 740
0,03	9	0,27	251	0,51	653	0,75	1 163	0,99	1 766
0,04	14	0,28	265	0,52	672	0,76	1 188	1,00	1 793
0,05	20	0,29	280	0,53	692	0,77	1 209	1,05	1 930
0,06	26	0,30	294	0,54	711	0,78	1 235	1,10	2 069
0,07	33	0,31	309	0,55	731	0,79	1 259	1,15	2 212
0,08	40	0,32	324	0,56	751	0,80	1 283	1,20	2 358
0,09	48	0,33	340	0,57	771	0,81	1 305	1,25	2 506
0,10	56	0,34	355	0,58	792	0,82	1 331	1,30	2 658
0,11	65	0,35	372	0,59	812	0,83	1 354	1,35	2 813
0,12	74	0,36	387	0,60	833	0,84	1 380	1,40	2 971
0,13	84	0,37	403	0,61	854	0,85	1 404	1,45	3 131
0,14	93	0,38	420	0,62	875	0,86	1 430	1,50	3 295
0,15	104	0,39	436	0,63	896	0,87	1 455	1,55	3 461
0,16	114	0,40	453	0,64	918	0,88	1 479	1,60	3 630
0,17	125	0,41	470	0,65	939	0,89	1 503	1,65	3 800
0,18	136	0,42	488	0,66	961	0,90	1 530	1,70	3 976
0,19	148	0,43	505	0,67	983	0,91	1 555	1,75	4 152
0,20	160	0,44	523	0,68	1005	0,92	1 579	1,80	4 331
0,21	172	0,45	541	0,69	1028	0,93	1 608	1,85	4 513
0,22	185	0,46	558	0,70	1051	0,94	1 635	1,90	4 697
0,23	197	0,47	577	0,71	1073	0,95	1 660	1,95	4 883
0,24	210	0,48	596	0,72	1095	0,96	1 686	2,00	5 070

где $V_{ср}$ — средняя скорость по сечению (в м/сек.);

I — уклон водной поверхности;

h — глубина при максимальном уровне, средняя по сечению.

Эта формула применима к уклонам меньше 0,1. Максимальный расход подсчитывается как произведение площади живого сечения на среднюю скорость.

Для равнинных рек с широкой поймой, когда гидрометрические данные отсутствуют, но имеется хорошая съёмка русла и поймы реки, позволяющей определить живое сечение и общий уклон долины, для вычисления максимальных и других расходов можно пользоваться методом Б. В. Полякова.

Этот метод состоит в определении расходов по кривым модулей элементарных расходов, которые, будучи построены на логарифмической клетчатке, превращаются в прямые.

Как известно, «модулем расхода», по определению акад. Н. Н. Павловского, называется выражение вида:

$$\frac{Q}{\sqrt{I}}.$$

По аналогии с ним «модулем элементарного расхода» называется расход на единицу ширины q, делённый на $\sqrt{I}$:

$$\frac{q}{\sqrt{I}}. \qquad (27)$$

Таким образом, модуль расхода, будучи умножен на корень из уклона, даёт расход воды.

Пользуясь надёжным гидрометрическим материалом по различным рекам европейской части СССР, Б. В. Поляков построил график зависимости модулей элементарных расходов от глубины или гидравлического радиуса потока (рис. 21).

Порядок расчёта по этим данным производится следующим образом: строится поперечный профиль живого сечения реки; отмечаются на нём характерные элементы шероховатости; живое сечение реки разбивается на вертикали через равные промежутки b.

По глубине $h = R$, взятой из профиля для соответствующего горизонта воды по графику (рис. 21) в соответствии с шероховатостью,

определяется величина $\frac{q}{\sqrt{I}}$ для различных вертикалей.

Величины $\frac{q}{\sqrt{I}}$ откладываются от данного горизонта вверх и концы их соединяются плавной кривой (рис. 22). Вычисляется площадь, ограниченная кривой и данным горизонтом воды, после чего производится суммирование значений $\frac{q}{\sqrt{I}}$ и умножение полученной величины на b, т. е.:

$$\frac{Q}{\sqrt{I}} = b\sum\frac{q}{\sqrt{I}}. \qquad (28)$$

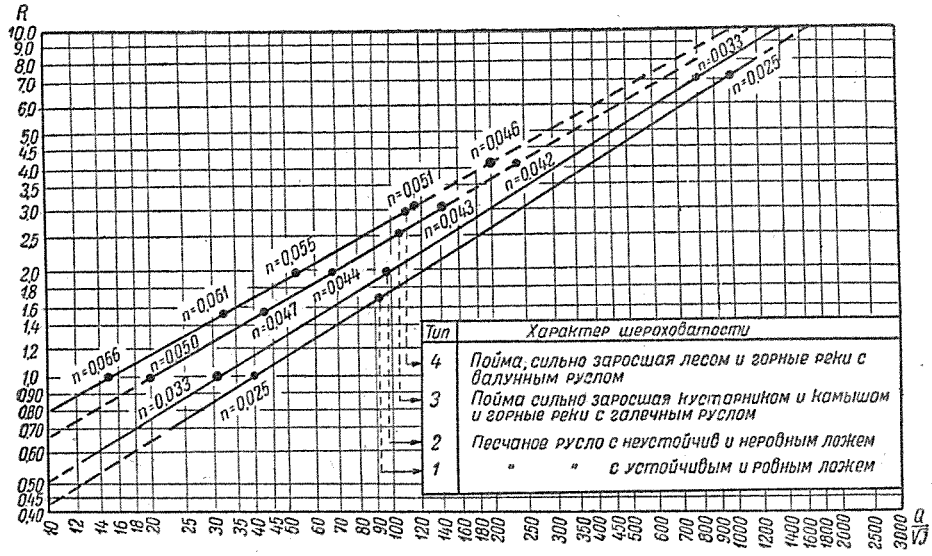


Рис. 21. График для определения величины гидравлических модулей.

Расход Q_0 в реке определяется по формуле:

$$Q_0 = \frac{Q}{\sqrt{I}} \cdot \sqrt{I_0}, \qquad (29)$$

где I_0 — уклон в данном месте, который для паводковых горизонтов можно принимать равным общему падению речного русла или поймы.

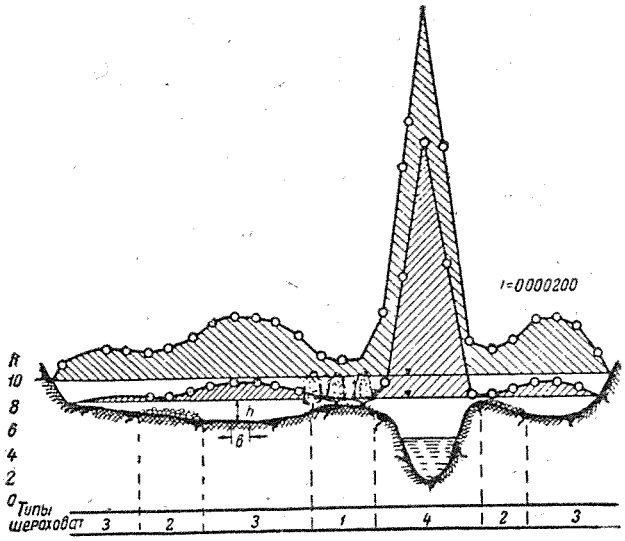


Рис. 22. Построение эпюры элементарных гидравлических модулей.

ПОСТРОЕНИЕ КРИВЫХ РАСХОДОВ

Каждому расходу воды соответствует определённый уровень воды, и наоборот. Зная расходы воды за определённое время наблюдений в определённом пункте и соответствующие им уровни воды, легко построить кривую зависимости расходов от уровней, т. е. $Q = f(H)$ (рис. 23).

Для построения кривой расходов нужно произвести измерение ряда больших и малых расходов воды, охватывающих всю амплитуду колебаний. Выполнение такой работы требует длительных наблюдений. При отсутствии наблюдений или их недостаточности, можно

применить приближённые методы построения кривых расходов.

1. Метод Б. В. Полякова в своих главных чертах описан выше. Этот метод следует применять преимущественно для равнинных рек с широкой поймой, имеющих участки с различной шероховатостью.

Определив указанным выше способом площади живых сечений для различных уровней и соответствующие им расходы воды, можно легко построить кривую. Этот метод даёт вполне удовлетворительные результаты.

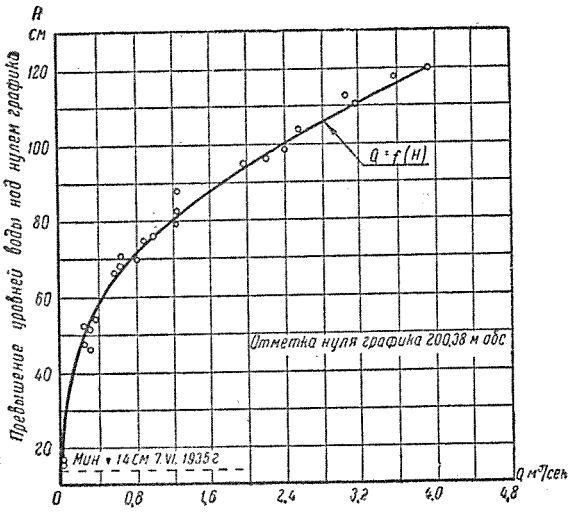


Рис. 23. Кривая зависимости расходов от уровней для р. Студенец у дер. Красная.

2. Упрощённый метод построения кривой зависимости расходов от горизонтов состоит в использовании расходов, определённых по теоретической формуле:

$$Q = \omega \cdot m \sqrt[3]{h^2} \cdot \sqrt{I}, \qquad (30)$$

где Q — расход воды (в м³/сек);
ω — площадь живого сечения (в кв. метрах);
h — средняя глубина реки по живому сечению (в метрах);
I — уклон водной поверхности реки;
m — коэфициент, учитывающий шероховатость русла.

Для естественного русла в весьма благоприятных условиях (чистое, прямое, незасорённое, земляное, со свободным течением) $m = 40$.

Для сравнительно чистых русел рек в обычных условиях, извилистых, с некоторыми неправильностями в направлении струй, или же прямых, но с неправильностями в рельефе дна (отмели, промоины, местами камни) $m = 25$.

Для пользования приведённой формулой необходимо произвести измерение поперечного профиля реки до наибольшего уровня, а также определение уклона водной поверхности.

3. Следующий метод основан на положении, что характер кривой расходов, при плавном её очертании и отсутствии резкого перелома, определяется величиной максимального расхода, соответствующего наивысшему горизонту. Наивысший горизонт определяется во время изысканий, как описано выше.

Максимальный расход может быть определён или по формуле проф. Соколовского, или пользуясь данными изысканий по формуле Шези.

Кривая строится над наинизшим горизонтом, который определяется во время полевого обследования реки и принимается за нуль шкалы. Соответствующий ему расход воды также известен.

При плавном очертании кривой расходов, проведённая на-глаз по двум точкам параболическая кривая обычно хорошо сходится с опытной кривой, проведённой по многолетним данным расходов. При наличии 1—2 измеренных расходов, характер очертания кривой делается более точным.

В зимнее время лёд препятствует движению воды и равные расходы воды зимой проходят при более высоких горизонтах, чем летом. Исходя из этого, кривая $Q = f(H)$, построенная для летнего времени, для зимних условий непригодна.

Для ориентировочных подсчётов зимних расходов по кривой $Q = f(H)$, построенной для открытого русла, можно пользоваться следующей формулой:

$$Q_з = K \cdot Q_л, \qquad (31)$$

где $Q_л$ — расход воды, соответствующий уровню, для которого находится расход воды зимой по кривой летних расходов;
K — переходный коэфициент, значение которого берётся из таблицы 4.

Пользуясь формулой (31), расходы воды, снятые по летней кривой расходов, соответствующие различным уровням, умножаются на коэфициент K и по полученным цифрам производится построение зимней кривой расходов.

Такое построение в дальнейшем может использоваться для определения зимних напоров на гидростанциях.

Таблица 4

Значения переходных коэфициентов от летних к зимним расходам
(по Огиевскому)

Средние значения K	Комплекс действующих факторов		
	Глубины и скорости течения	Условия питания и летние минимумы	Климатический район
0—0,20	1. Малые глубины (до 1,0—1,5 м) и малые скорости 2. Значительные глубины и скорости	1. Летние минимумы незначительны включительно до нуля (пересыхание) 2. Летние минимумы могут быть весьма значительны	1. Южная полоса европейской части СССР 2. Северные районы азиатской части СССР
0,20—0,40	Малые глубины до 1,0—1,5 м. Скорость течения порядка 0,3—0,4 м/сек.	Летние минимумы порядка единиц м³/сек. Пересыхание отсутствует	Европейская часть СССР
0,30—0,50	Глубины 1,0—3,0 м. Скорости 0,20—0,50 м/сек.	Летние минимумы порядка единиц и десятков м³/сек.	Средняя и южная полосы европейской части СССР
0,60—0,80	1. Глубины 1,0—1,5 м, скорости течения 0,10—0,20 м/сек. 2. Глубина до 2,0—3,0 м	1. Заболоченный бассейн и долина реки 2. Озёрные бассейны	Средняя и южная полосы СССР Средняя и северная полосы европейской части СССР

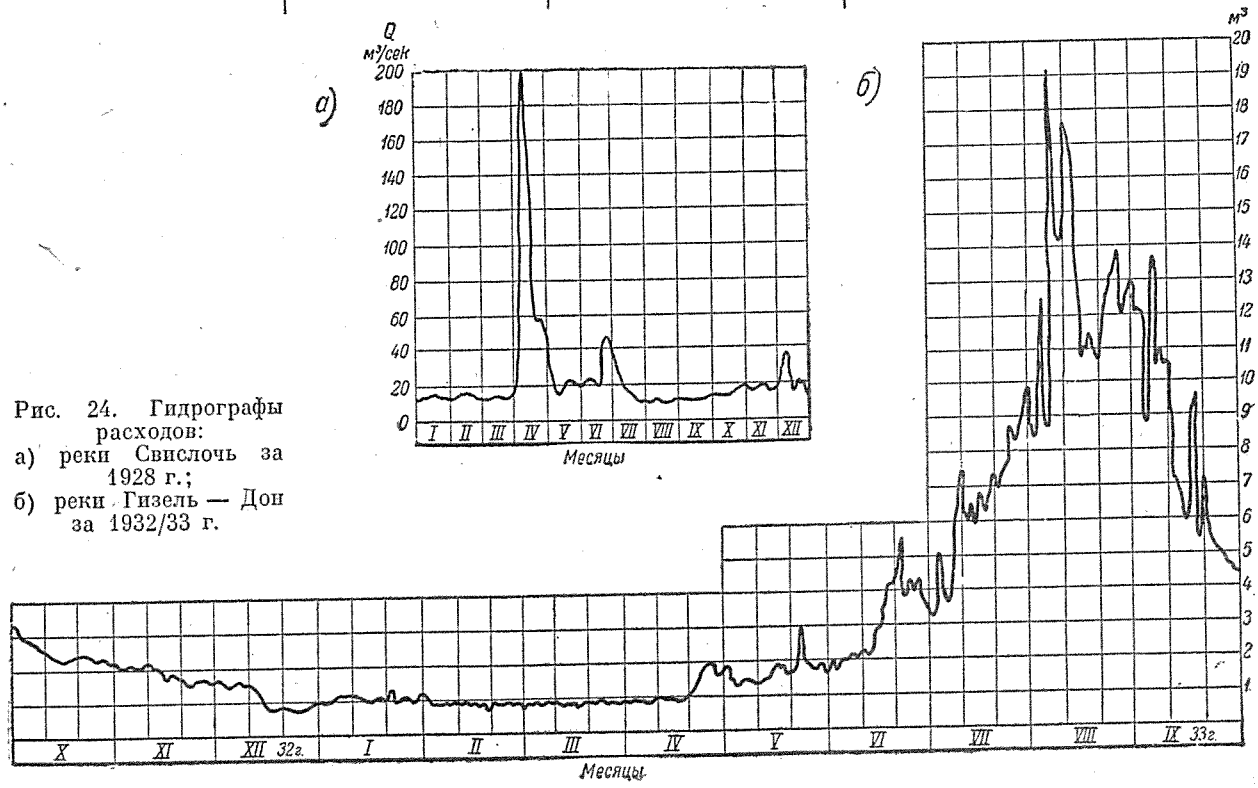


Рис. 24. Гидрографы расходов:
а) реки Свислочь за 1928 г.;
б) реки Гизель — Дон за 1932/33 г.

ГИДРОГРАФ

Гидрограф представляет собой график изменения расходов воды в реке по времени (дням, декадам, месяцам) в течение года. На рисунке 24 представлены гидрографы двух рек: река (*а*) — равнинная, с максимальным весенним паводком, а река (*б*) — горная, с ледниковым питанием, с паводками в период таяния льдов (июль-август).

Построение гидрографа очень просто, если имеются сведения об уровнях и кривые расхода $Q = f(H)$ для периода открытого русла, а также данные о расходах в зимнее время. Для случая малых рек чаще всего такие сведения отсутствуют, и гидрографы расходов можно построить, пользуясь типовыми схемами распределения годового стока (см. табл. 17, стр. 43).

Пользуясь этими типовыми схемами, можно построить гидрограф в среднемесячных расходах для сезонов, когда водность реки колеблется мало (лето, осень, зима), и в средних расходах за декаду, когда расходы в реке меняются быстро (весна).

ГЛАВА IV

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ

★

РАЗЛИЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТОКА

Одним из наиболее важных вопросов, возникающих при проектировании гидростанций, является вопрос о среднем расходе реки. Средний многолетний расход реки, выраженный в куб. метрах или литрах в секунду с одного кв. километра площади водосбора, называется *нормой стока* и характеризует среднюю величину стока с бассейна.

Норма стока является весьма устойчивой гидрологической характеристикой реки, завися, главным образом, от климатических факторов: осадков и испарения с поверхности бассейна.

За норму стока принимается средняя величина годового стока за продолжительный период времени (40—50 лет). Норму стока принято выражать в виде или среднего многолетнего секундного расхода (Q_0 м³/сек.), или среднего многолетнего модуля (M_0 л/сек.), или высоты слоя стока (h_0 мм), или объёма среднего многолетнего стока (W_0 м³).

Обычно норма стока выражается в виде среднего модуля стока.

Модулем стока называется расход воды, стекающий с одного кв. километра площади водосборного бассейна в реку, выраженный в литрах в секунду. Он получается как частное от деления среднего многолетнего расхода на величину площади водосбора, т. е.:

$$M_0 = \frac{1\,000 Q_0}{F} \text{ л/сек. с 1 км}^2, \qquad (32)$$

где Q_0 — средний многолетний расход в м³/сек.;
F — площадь водосбора в км²;
1 000 — перевод м³/сек. в л/сек.

Объём стока за определённый период будет равен:

$$W = Q_0 T, \qquad (33)$$

где T — число секунд в отрезке времени.

Для года $T = 31{,}54 \cdot 10^6$ сек. объём стока составит:

$$W_0 = Q_0 \cdot 31{,}54 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \qquad (34)$$

Если распределить эту массу воды на площадь водосбора, то получим следующее выражение нормы стока в виде высоты слоя воды в миллиметрах:

$$h_0 = \frac{W_0 \cdot 10^3}{F \cdot 10^{12}} = \frac{Q_0 31{,}54 \cdot 10^{15}}{F \cdot 10^{12}} = \frac{Q_0 \cdot 31{,}54 \cdot 10^3}{F};$$

учитывая, что $\frac{Q_0 \cdot 10^3}{F} = M_0$, получим:

$$h_0 = 31{,}54 \cdot M_0, \text{ или } M_0 = \frac{h_0}{31{,}54}.$$

Это выражение справедливо для года.

Для любого периода

$$h_0 = M_0 T \text{ или } M_0 = \frac{h_0}{T}. \qquad (35)$$

Для характеристики размаха колебаний стока пользуются модульными коэфициентами.

Модульным коэфициентом (K_i) называется отвлечённое число, показывающее отношение величины стока за какой-нибудь период к среднему многолетнему значению стока (к норме) за тот же период (выраженному в тех же единицах):

$$K_i = \frac{M_i}{M_0} = \frac{Q_i}{Q_0} = \frac{h_i}{h_0} = \frac{W_i}{W_0}. \qquad (36)$$

Таким образом можно иметь модульные коэфициенты годовые, сезонные, месячные, для максимальных и минимальных расходов. Отношение высоты слоя стока h мм к количеству выпавших в бассейне осадков χ мм за данный период называется *коэфициентом стока* η:

$$\eta = \frac{h}{\chi}. \qquad (37)$$

Если наблюдения над расходами и горизонтами реки ведутся длительное время, то подсчёт нормы стока не представляет трудности. В этом случае для каждого года вычисляется среднее значение годового расхода, которое находится из среднемесячных расходов. Затем подсчитывается средний многолетний расход (норма) как среднеарифметическое значение из годовых значений расходов. При обычных колебаниях стока для вычисления нормы стока рек малых бассейнов чаще всего необходимо от 10 до 20 лет наблюдений. Как указывает проф. Поляков, иногда, даже при наличии данных за 5—9 лет, среднеарифметическое значение стока может быть близким к среднему многолетнему. Это будет в случае, если сток подвержен незначительным колебаниям, что наблюдается на горных реках с ледниковым питанием.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМЫ СТОКА ПРИ КОРОТКОМ РЯДЕ НАБЛЮДЕНИЙ

Если по интересующей нас реке имеется короткий ряд наблюдений (4—6 лет), а по соседству имеется хорошо изученная река, находящаяся в тех же физико-географических условиях, то можно воспользоваться методом аналогии.

В этом случае соседняя река будет служить аналогом. Выбор аналога следует производить с таким расчётом, чтобы он находился в том же гидрологическом районе, что и интересующая нас река. Этот выбор можно произвести по карте гидрологического районирования, выполненной инженером В. А. Троицким (рис. 25).

Существуют следующие способы приведения к норме стока: 1) по связи годовых величин стока рассматриваемой реки и аналога; 2) по связи месячных величин стока; 3) приведение по осадкам и др.

По первому способу для установления характера связи между сравниваемыми реками в прямоугольных координатах на одной оси откладываются годовые данные одной реки, а на другой оси данные другой реки. Через точки, соответствующие годовым данным по стоку обоих сравниваемых бассейнов или рек, проводится линия на-глаз. Если проведённая линия проходит через начало координат, то можно считать, что между данными стока интересующей нас реки и аналогом существует прямолинейная связь. В этом случае по норме для аналога и по прямой связи данной реки с аналогом легко определяется величина нормы. В том случае, когда прямая связи в нижней своей части незначительно отклоняется от начала координат, возможно её корректирование.

Если прямая связи не проходит через начало координат и средняя за короткий ряд не близка к средней за длинный период, то следует ис-

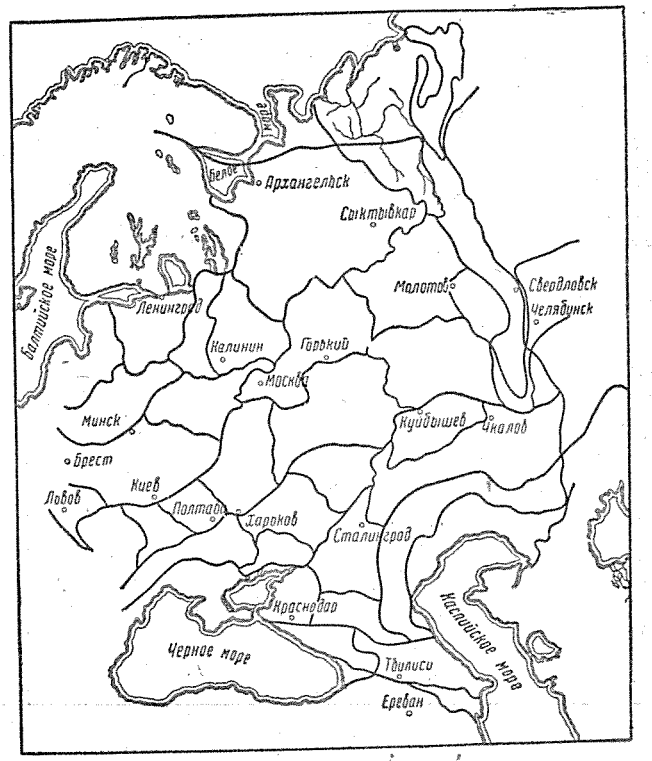


Рис. 25. Карта гидрологического районирования (по В. А. Троицкому).

кать корреляционной зависимости. Однако применение метода корреляции требует наличия длительных наблюдений (10 и более лет). Поэтому при числе членов ряда от 5 до 10 целесообразно искать простую графическую связь. Возможно получение лучшего решения при помощи уравнения прямой, не проходящей через начало координат. Уравнение прямой возможно подобрать и графически и аналитически.

Приведение по связи месячных величин стока применяется в тех случаях, когда нет систематических наблюдений за ряд лет и нет достаточного количества точек для построения графика связи годовых расходов или модулей стока.

В данном случае наиболее рациональным является построить график связи по месячным расходам.

Приведение связи по осадкам даёт хорошие результаты в районах избыточного увлажнения, где коэфициент стока высок (0,4—0,5). В лесо-

степных районах, где коэфициент стока не превышает 0,10—0,20, связь годового стока с годовыми осадками выражена неясно, поэтому для указанных районов она не применима.

Если обозначить норму стока и норму осадков данного пункта через M_x и X_x и аналога— через M_a и X_a, то из пропорции $\frac{M_x}{X_x} = \frac{M_a}{X_a}$ получим искомое значение нормы стока данного бассейна:

$$M_x = \frac{X_x}{X_a} M_a. \qquad (37\text{-а})$$

Пример 1. Требуется определить средний многолетний расход р. Рузы (приток р. Москвы) у с. Покров с площадью водосбора 1 270 км². Для данного пункта имеются наблюдения за расходами воды за 5 лет, которые приведены в таблице 5.

Таблица 5

Средние годовые расходы и модули стока р. Руза у с. Покров

Год	Расход м³/сек.	Модуль М л/сек.
1930	5,47	4,3
1931	9,36	7,4
1932	7,42	5,85
1934	7,42	5,85
1935	7,61	6,0
Средний	7,46	5,88

Сделаем приведение короткого ряда наблюдений к более длительному. Для этого лучше всего воспользоваться наблюдениями по р. Руза у г. Руза ($F = 2\,100$ км²) за период с 1925 по 1935 г., которые даны в таблице 6.

Таблица 6

Средние годовые расходы и модули стока р. Руза у г. Руза

Год	Расход м³/сек.	Модуль М л/сек.
1930	9,65	4,6
1931	15,8	7,5
1932	13,1	6,23
1934	13,3	6,33
1935	13,6	6,50
Средний	13,10	6,23

Построим *график связи* средних годовых расходов или модулей стока за один и тот же период у с. Покров и г. Руза.

Для этого через точки, соответствующие средним годовым модулям стока обоих сравниваемых бассейнов, проводится линия на-глаз. График связи средних годовых модулей для указанных пунктов р. Руза дан на рисунке 26.

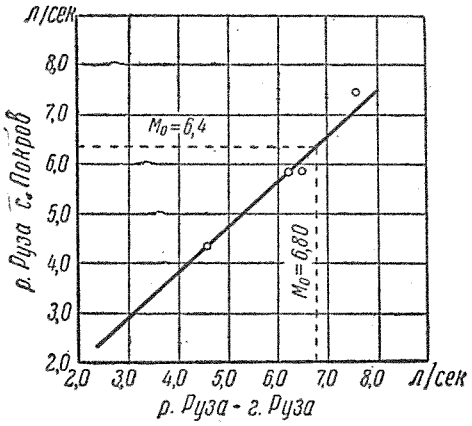


Рис. 26. График связи средних годовых модулей стокар. Руза у с. Покров и у г. Руза.

Пользуясь этим графиком, непосредственно определяем по норме стока р. Руза у г. Руза, равному 6,80 л/сек., норму стока у с. Покров, которая равна $M_0 = 6,40$ л/сек.

Пример 2. Требуется определить средний многолетний расход р. Явонь у с. Липец ($F = 834$ км²), имеющей данные наблюдений всего за три года, приведённые в таблице 7.

Для приведения имеющихся данных наблюдений к длительному периоду, можно воспользоваться наблюдениями по р. Явонь у д. Осинушки (водосборная площадь $F = 276$ км²) за период с 1921 по 1935 г.

Учитывая, что период наблюдений на р. Явонь у с. Липец недостаточен для построения графика связи годовых расходов или модулей стока, произведём приведение при помощи графика связи средних месячных расходов р. Явонь за один и тот же период у г. Липец и у д. Осинушки.

В таблице 8 выписаны средние многолетние расходы р. Явонь по месяцам для пункта д. Осинушки. Пользуясь этими данными, а также таблицей 7, строим график связи средних месячных расходов р. Явонь у с. Липец и д. Осинушки (рис. 27). По этому графику определяем средние месячные многолетние расходы у с. Липец.

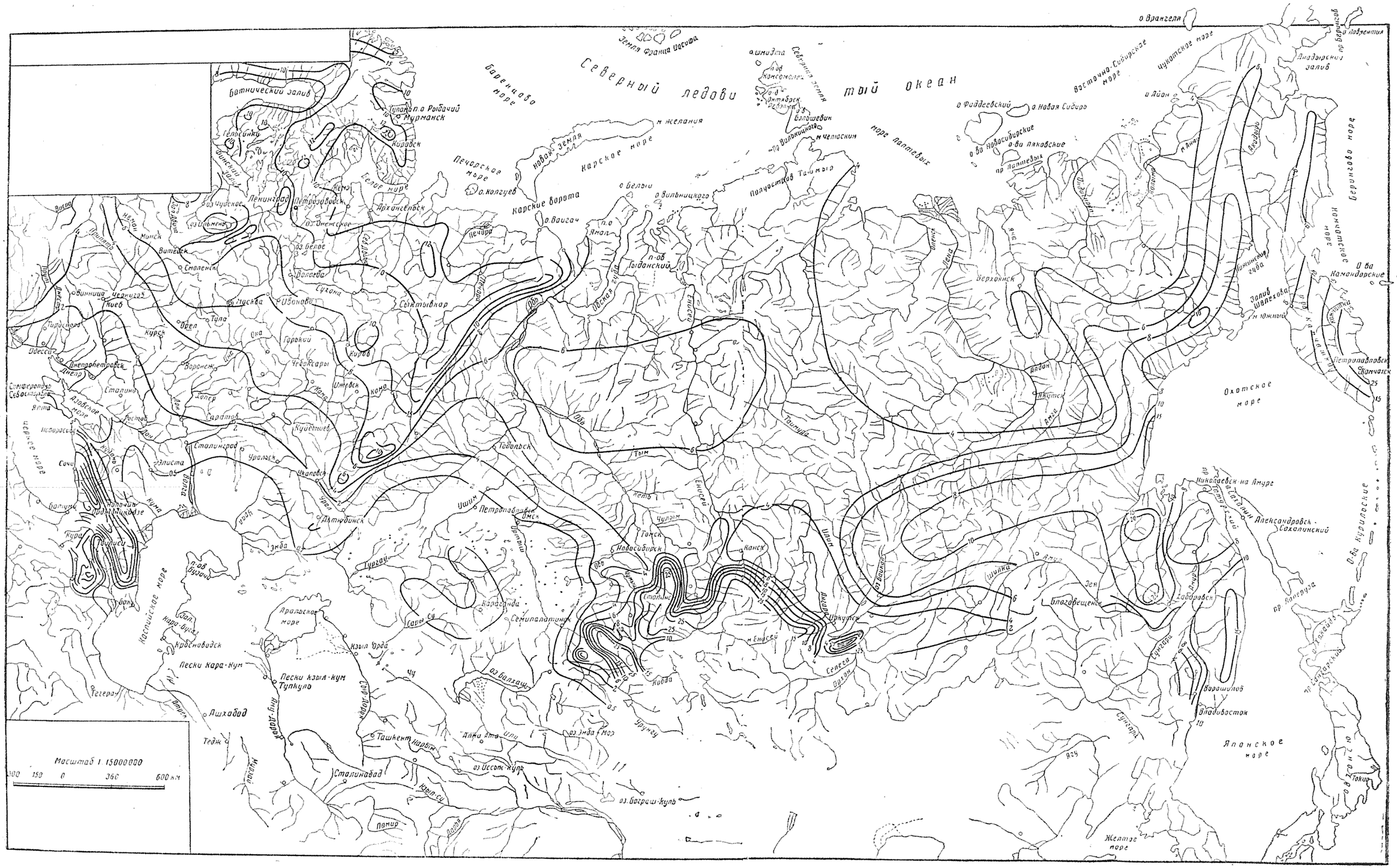


Рис. 29. Карта изолиний суммарного испарения с бассейнов (суши) в миллиметрах в год.

Таблица 7

Средние месячные расходы р. Явонь у с. Липец за период наблюдений с 1932 по 1934 г.

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средний
Средние расходы (в м³/сек.)	6,4	4,1	12,2	32,0	17,6	8,0	5,7	4,8	5,15	10,4	12,3	9,8	10,85

Таблица 8

Средние многолетние расходы р. Явонь по месяцам

Пункт	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Средний за год
Д. Осинушка . . .	2,15	1,52	1,43	6,10	8,5	5,11	3,11	2,35	2,10	2,9	4,23	3,61	3,67
С. Липец (по графику связи)	5,00	4,00	3,60	16,00	23,0	13,00	8,0	6,00	3,40	7,60	11,00	9,60	10,0

Таким образом находим, что средний многолетний расход р. Явонь у с. Липец равен

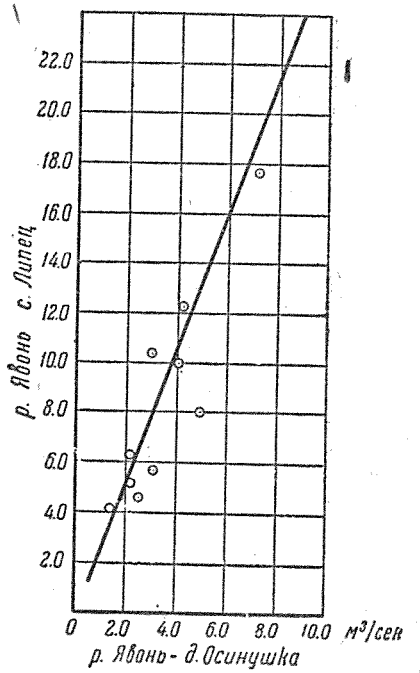


Рис. 27. График связи средних месячных расходов р. Явонь у с. Липец и д. Осинушка.

10 м³/сек. вместо 10,85 м³/сек. за три года наблюдений. Пользуясь полученными данными, можно иметь многолетнее распределение стока р. Явонь у с. Липец по месяцам и сезонам.

МЕТОДЫ ПРИБЛИЖЁННОЙ ОЦЕНКИ НОРМЫ СТОКА

Существуют следующие методы приближённой оценки нормы стока: а) метод изолиний, б) эмпирические (опытные) формулы.

Метод изолиний впервые для СССР применил инж. Д. И. Кочерин, показавший, что для территории Союза норма стока мало зависит от размера площади бассейна и характеризуется, главным образом, климатическими факторами. На основе собранных данных (до 1924 г.) им были вычислены нормы стока для 34 рек и затем были построены изолинии для европейской части Союза.

В 1937 г. были построены изолинии для всей территории СССР. Работа эта выполнена Б. Д. Зайковым и С. Ю. Белинковым. На рисунке 28 дана карта среднего многолетнего стока рек для европейской части СССР, а на рисунке 29 — для европейской и азиатской частей СССР.

Кроме указанных карт, имеется ряд районных карт изолиний стока, помещённых в справочниках по водным ресурсам.

Пользование картами изолиний поясним на следующем примере.

Предположим, что требуется определить норму стока для реки с площадью водосборного бассейна $F = 450$ км². Центр тяжести бассейна реки находится между значениями изолиний стока 5 л/сек и 4 л/сек. Интерполируя, определяем, что норма стока может быть принята

в 4,6 л/сек. с одного кв. километра. Средний годовой сток воды получится:

$$Q_0 = 4{,}6 \cdot 450 = 2070 \text{ л/сек.} = 2{,}07 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Эмпирические формулы для определения нормы стока основаны на связи стока с осадками и

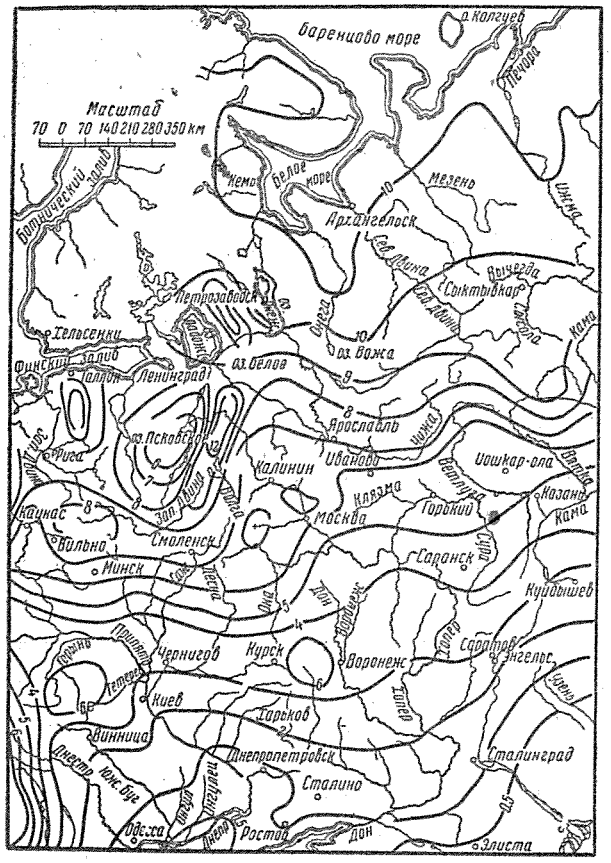


Рис. 28. Карта изолиний средних модулей стока европейской части СССР.

испарением или же на связи между осадками, стоком и коэфициентом стока.

Зависимость между нормой стока, нормой осадков и нормой испарения выражается известным уравнением водного баланса:

$$Y_0 = X_0 - Z_0, \qquad (38)$$

где Y_0 — норма стока в мм;
X_0 — норма осадков, или среднее годовое количество осадков в мм;
Z_0 — норма испарения, или среднее годовое количество испаряющейся воды с бассейна в мм.

Определение нормы осадков X_0 равнинных бассейнов обычно не вызывает особых затруднений; необходимые данные о среднем годовом количестве осадков можно получить на ближайших метеорологических станциях. Некоторые данные можно также получить в справочниках по водным ресурсам СССР.

Для определения среднегодовой величины испарения с поверхности бассейна можно пользоваться картой изолиний испарения (рис. 30).

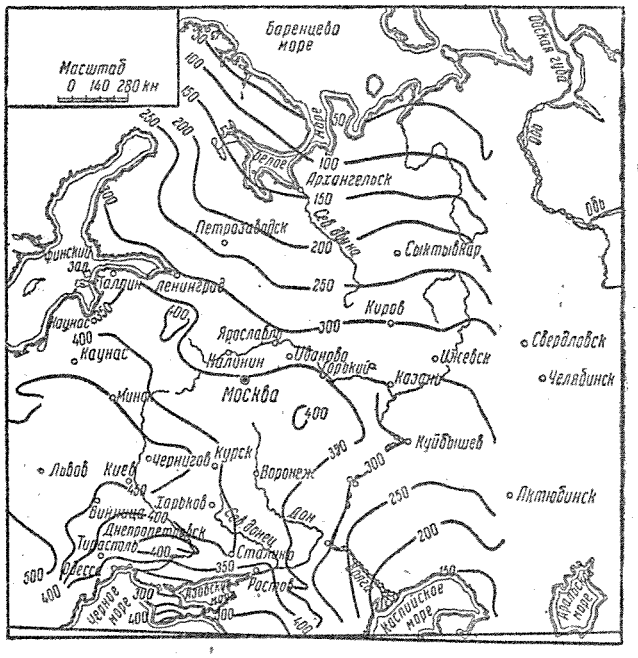


Рис. 30. Карта изолиний суммарного испарения с бассейнов (суши) в миллиметрах, в год.

Норма стока интересующей нас реки или пункта может также быть установлена, если известна величина коэфициента стока для аналогичных бассейнов или даже одного соседнего бассейна, принимая, что для бассейнов с одинаковыми физико-географическими характеристиками условий стока коэфициенты стока будут равны. Тогда норма стока будет равна $Y_0 = \eta X_0$.

Для определения коэфициента стока можно воспользоваться графиком связи его с дефицитом влажности и средним уклоном бассейна реки, составленным проф. Б. В. Поляковым (рис. 31). Данные о дефиците влажности d могут быть получены на ближайшей метеорологической станции.

Переходя к оценке изложенных выше методов подсчёта нормы стока при отсутствии

данных наблюдений следует отметить, что в смысле надёжности ожидаемых результатов на первое место следует поставить метод аналогий. Следующим по степени надёжности следует считать способ определения нормы годового стока по картам изолиний и на последнем месте — эмпирические формулы.

Следует также отметить, что все приближённые методы расчётов имеют в виду определение нормы годового стока для больших бассейнов, с величиной площадей выше нескольких сот кв. километров. Что касается вопроса применения их к малым бассейнам, то он является недостаточно исследованным. Основное отличие нормы годового стока для очень малого бассейна от нормы стока для значительного бассейна зависит, главным образом, от различия в условиях подземного питания, которое на больших и средних бассейнах может составлять до 30—35%, иногда и более от общего стока (для европейской части Союза), в то время как для малых бассейнов оно может доходить даже до нуля (степные реки, часто пересыхающие летом, сухие логи и суходолы).

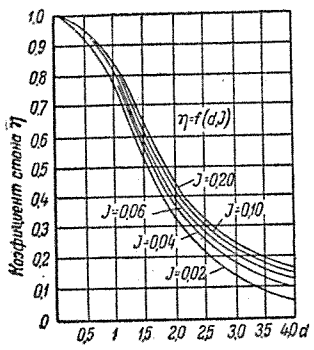


Рис. 31. График связи коэфициента стока с дефицитом влажности и уклоном.

Исходя из этого, для весьма малых бассейнов (до 200—300 км²), особенно для периодических водотоков, из осторожности, следует брать несколько уменьшённую норму годового стока по сравнению с большими бассейнами, для которых выведены приведённые выше методы и формулы расчёта.

По данным проф. Б. В. Полякова, наиболее вероятный размер ошибки для отдельных районов Союза составляет: Центр и Север — 10—20%; Украина и Дон—20—30%, Крым, Ставрополь, Маныч, Заволжье, Ю. Урал — 40—70%.

Что касается малых рек в горных районах, то здесь необходимо прежде всего считаться с весьма большой изменчивостью стока в зависимости от высотного положения бассейна. В связи с этим в данных условиях метод аналогии следует применять весьма осторожно. В то же время малые реки с ледниковым питанием имеют очень небольшие колебания годового стока, поэтому для таких рек норму годового стока можно достаточно точно определять при наличии наблюдений в течение 3—4 лет.

МНОГОЛЕТНИЕ КОЛЕБАНИЯ ГОДОВОГО СТОКА

Имеющиеся в наличии данные гидрометрических наблюдений требуют дальнейшей специальной обработки. Даже при наличии данных длительных наблюдений о расходах реки всегда существует неуверенность в том, что нам уже известны наибольшие и наименьшие значения годового стока.

Вопрос о максимуме и минимуме модульных коэфициентов годового стока разрабатывался рядом инженеров-гидрологов, а в 1930 г. было дано решение для условий СССР проф. Д. Л. Соколовским. Это решение основывается на применении кривых обеспеченности, что поясним на следующем примере.

Пусть имеются данные о среднегодовых расходах реки за 20-летний период наблюдений, приведённые в таблице 9.

Таблица 9

Год	Q м³/сек.	Год	Q м³/сек.	Год	Q м³/сек.	Год	Q м³/сек.
1920	22,2	1925	19,4	1930	21,2	1935	41,2
1921	12,4	1926	40,2	1931	34,8	1936	18,3
1922	27,6	1927	36,6	1932	33,2	1937	52,5
1923	24,7	1928	32,6	1933	36,1	1938	26,3
1924	32,0	1929	25,6	1934	35,3	1939	24,6

Определяем средний расход за период наблюдений; он равен 29,85 м³/сек. Далее расположим годы в порядке убывающих среднегодовых расходов и вычислим отношения K — среднего расхода за каждый год, к средней многолетней величине расхода, или так называемые модульные коэфициенты (табл. 10).

Теперь определим возможную амплитуду колебаний годового стока. Для этого по оси ординат отложим значения модульных коэфициен-

Таблица 10

Год	Q м³/сек.	K	Год	Q м³/сек.	K
1937	52,5	1,76	1922	27,6	0,92
1935	41,2	1,38	1938	26,3	0,88
1926	40,2	1,35	1929	25,6	0,85
1927	35,6	1,23	1923	24,7	0,83
1933	36,1	1,21	1939	24,6	0,83
1934	35,3	1,18	1920	22,2	0,74
1931	34,8	1,17	1930	21,2	0,71
1932	33,2	1,11	1925	19,4	0,65
1928	32,6	1,09	1936	18,5	0,62
1924	32,0	1,07	1921	12,4	0,41
			Средний . .	29,85	1,00

тов K, а по оси абсцисс — соответствующие им обеспеченности (продолжительности), которые определяются следующим образом. Принимаем продолжительность всего ряда наблюдений за 100%; тогда каждый год по отношению всего периода составляет 100 : 20 = 5,0%. Следовательно, наибольший расход реки, равный за период наблюдений 52,5 м³/сек., или 1,76 от среднего расхода, имеет обеспеченность 5%. Следующий по величине модульный коэфициент 1,38 или больше его, имеет обеспеченность 10%, а наименьший модульный коэфициент 0,41 обеспечен на 100%, так как все годовые расходы выше его.

Однако удобнее сток каждого года относить не к концу интервала, а к его середине. Тогда обеспеченность наивысшего расхода будет 5,0: 2 = 2,5%, а наинизшего не 100%, а 97,5%. Остальные модульные коэфициенты будут отличаться друг от друга на 100 : 20 = 5%.

Подсчёт процента обеспеченности каждого наблюдённого значения годового стока (или модульных коэфициентов), выраженного в долях от среднего, можно в этом случае производить по следующей формуле:

$$p = \frac{(m - 0{,}5) \cdot 100}{n}, \qquad (39)$$

где p — процент обеспеченности каждого измеренного годового стока;

m — порядковый номер члена ряда при расположении их в убывающем порядке;

n — число всех членов ряда.

На рисунке 32 представлена эмпирическая кривая обеспеченности среднегодовых расходов (ломаная кривая), построенная на основе данных наблюдений. Здесь обеспеченности, вычисленные по формуле (39), отнесены к соответствующим модульным коэфициентам.

Дальнейшая задача состоит в том, чтобы эту кривую проэкстраполировать, т. е. раздвинуть на больший ряд лет. Обычно экстраполяция кривых производится при помощи подбора к ним соответствующих уравнений.

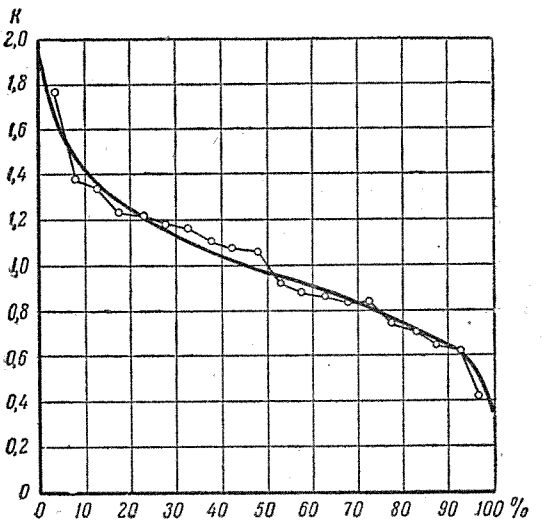


Рис. 32. Эмпирическая и теоретическая кривые обеспеченности модульных коэфициентов годового стока.

Как показала практика гидрологических расчётов, наиболее подходящим типом уравнения для экстраполяции кривых обеспеченности стока (годового, сезонного или максимального) является уравнение кривой распределения Пирсона III типа. Однако для практического пользования это уравнение весьма сложно. Американскому инженеру-гидрологу Фостеру удалось, сделав некоторые допущения, проинтегрировать

Таблица 11

Отклонения ординат кривых обеспеченности от середины (от 1,0) в зависимости от значения коэфициента асимметрии C_s при коэфициенте вариации $C_v=1$
(по Фостеру — Рыбкину)

Коэфициент асимметрии	Вероятность повторения или обеспеченность (в %)																	
	0,1	1	3	5	10	20	25	30	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
0,0	3,09	2,33	1,88	1,64	1,28	0,84	0,67	0,52	0,25	0,00	—0,25	—0,52	—0,67	—0,84	—1,28	—1,64	—1,88	—2,33	—3,09
0,1	3,23	2,40	1,92	1,67	1,29	0,84	0,66	0,51	0,24	—0,02	—0,27	—0,53	—0,68	—0,85	—1,27	—1,61	—1,84	—2,25	—2,95
0,2	3,38	2,47	1,96	1,70	1,30	0,83	0,65	0,50	0,22	—0,03	—0,28	—0,55	—0,69	—0,85	—1,26	—1,58	—1,79	—2,18	—2,81
0,3	3,52	2,54	2,00	1,72	1,31	0,82	0,64	0,48	0,20	—0,05	—0,30	—0,56	—0,70	—0,85	—1,24	—1,55	—1,75	—2,10	—2,67
0,4	3,66	2,61	2,04	1,75	1,32	0,82	0,63	0,47	0,19	—0,07	—0,31	—0,57	—0,71	—0,85	—1,23	—1,52	—1,70	—2,03	—2,54
0,5	3,81	2,68	2,08	1,77	1,33	0,81	0,62	0,46	0,17	—0,08	—0,33	—0,58	—0,71	—0,85	—1,22	—1,49	—1,66	—1,96	—2,40
0,6	3,95	2,75	2,12	1,80	1,33	0,80	0,61	0,44	0,16	—0,10	—0,34	—0,59	—0,72	—0,85	—1,20	—1,45	—1,61	—1,88	—2,27
0,7	4,10	2,82	2,15	1,82	1,33	0,79	0,59	0,43	0,14	—0,12	—0,36	—0,60	—0,72	—0,85	—1,18	—1,42	—1,57	—1,81	—2,14
0,8	4,24	2,89	2,18	1,84	1,34	0,78	0,58	0,41	0,12	—0,13	—0,37	—0,60	—0,73	—0,86	—1,17	—1,38	—1,52	—1,74	—2,02
0,9	4,38	2,96	2,22	1,86	1,34	0,77	0,57	0,40	0,11	—0,15	—0,38	—0,61	—0,73	—0,85	—1,15	—1,35	—1,47	—1,66	—1,90
1,0	4,53	3,02	2,25	1,88	1,34	0,76	0,55	0,38	0,09	—0,16	—0,39	—0,62	—0,73	—0,85	—1,13	—1,32	—1,42	—1,59	—1,79
1,1	4,67	3,09	2,28	1,89	1,34	0,74	0,54	0,35	0,07	—0,18	—0,41	—0,62	—0,74	—0,85	—1,10	—1,28	—1,38	—1,52	—1,68
1,2	4,81	3,15	2,31	1,91	1,34	0,73	0,52	0,35	0,05	—0,19	—0,42	—0,63	—0,74	—0,84	—1,08	—1,24	—1,33	—1,45	—1,58
1,3	4,95	3,21	2,34	1,92	1,34	0,72	0,51	0,33	0,04	—0,21	—0,43	—0,63	—0,74	—0,84	—1,06	—1,20	—1,28	—1,38	—1,48
1,4	5,09	3,27	2,37	1,94	1,34	0,71	0,49	0,31	0,02	—0,22	—0,44	—0,64	—0,73	—0,83	—0,04	—1,17	—1,23	—1,32	—1,39
1,5	5,23	3,33	2,39	1,95	1,33	0,69	0,47	0,30	0,00	—0,24	—0,45	—0,64	—0,73	—0,82	—1,02	—1,13	—1,19	—1,26	—1,31
1,6	5,37	3,39	2,42	1,96	1,33	0,68	0,46	0,28	—0,02	—0,25	—0,46	—0,64	—0,73	—0,81	—0,99	—1,10	—1,14	—1,20	—1,24
1,7	5,50	3,44	2,44	1,97	1,32	0,66	0,44	0,26	—0,03	—0,27	—0,47	—0,64	—0,72	—0,81	—0,97	—1,06	—1,10	—1,14	—1,17
1,8	5,64	3,50	2,46	1,98	1,32	0,64	0,42	0,24	—0,05	—0,28	—0,48	—0,64	—0,72	—0,80	—0,94	—1,02	—1,06	—1,09	—1,11
1,9	5,77	3,55	2,49	1,99	1,31	0,63	0,40	0,22	—0,07	—0,29	—0,48	—0,64	—0,72	—0,79	—0,92	—0,98	—1,01	—1,04	—1,05
2,0	5,91	3,60	2,51	2,00	1,30	0,61	0,39	0,20	—0,08	—0,31	—0,49	—0,64	—0,71	—0,78	—0,90	—0,95	—0,97	—0,99	—1,00
2,2	6,20	3,70	2,48	2,01	1,28	0,58	0,37	0,17	—0,11	—0,33	—0,49	—0,63	—0,69	—0,75	—0,85	—0,90	—0,90	—0,90	—0,91
2,4	6,47	3,78	2,49	2,01	1,25	0,54	0,33	0,13	—0,14	—0,35	—0,50	—0,62	—0,66	—0,71	—0,79	—0,82	—0,82	—0,83	—0,83
2,6	6,73	3,87	2,50	2,01	1,23	0,51	0,31	0,10	—0,17	—0,37	—0,50	—0,60	—0,64	—0,68	—0,74	—0,76	—0,76	—0,77	—0,77
2,8	6,99	3,95	2,51	2,02	1,20	0,47	0,26	0,05	—0,20	—0,38	—0,50	—0,59	—0,62	—0,65	—0,70	—0,71	—0,71	—0,71	—0,71
3,0	7,25	4,02	2,52	2,02	1,18	0,42	0,25	0,03	—0,23	—0,40	—0,50	—0,57	—0,60	—0,62	—0,65	—0,66	—0,66	—0,67	—0,67

уравнение Пирсона III типа, в результате чего стало возможным найти ординаты кривой обеспеченности и построить её. Для определения ординат кривых обеспеченности Фостером составлена специальная таблица, которая проверена С. И. Рыбкиным, внёсшим в неё ценные дополнения (таблица 11).

Для определения ординат кривой обеспеченности по методу Фостера необходимо знать три числовых параметра: а) норму стока Y_0, б) коэфициент вариации (изменчивости) C_v и в) коэфициент асимметрии C_s, полностью определяющие вид кривой в каждом частном случае.

Коэфициент вариации C_v представляет отношение среднеквадратичного отклонения σ к среднеарифметическому значению ряда Y.

Величина σ находится следующим образом: по имеющимся данным значений годового стока Y_1, Y_2, $Y_3 \ldots Y_n$ определяют отклонения членов ряда от среднеарифметического (нормы стока), т. е. находят величины:

$$(Y_1 - Y_0),\ (Y_2 - Y_0),\ (Y_3 - Y_0) \ldots (Y_n - Y_0)$$

Эти отклонения возводят в квадрат, складывают и делят на $(n-1)$ и из частного извлекают квадратный корень;

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{\Sigma (Y_i - Y_0)^2}{n-1}},$$

где n — число членов ряда.

Подставляя это выражение в формулу, найдём выражение для значения C_v, а именно:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma \left(\frac{Y_1}{Y_0} - 1\right)^2}{n-1}}.$$

Отношение $\frac{Y_i}{Y_0} = K$ называется, как было указано выше, модульным коэфициентом. Произведя эту подстановку, получим формулу для коэфициента вариации:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma (K-1)^2}{n-1}}. \qquad (40)$$

Коэфициент C_s выражает асимметричность ряда и вычисляется по формуле:

$$C_s = \frac{\Sigma (K-1)^3}{(n-1) C_v^3}. \qquad (41)$$

Коэфициент вариации C_v характеризует амплитуду колебаний, или вариацию стока в данном ряду наблюдений. При небольшой амплитуде колебаний стока коэфициент вариации мал; с увеличением амплитуды он возрастает.

Коэфициент вариации отличается значительной устойчивостью, и уже 10—20-летний ряд наблюдений обычно характеризует с небольшой ошибкой многолетнее значение этого коэфициента.

Коэфициент асимметрии, наоборот, для надёжного определения требует длительного наблюдения (до 100 лет).

При кратковременных наблюдениях вычисление коэфициента асимметрии по формуле (41) может привести к значительным ошибкам.

При кратковременных наблюдениях значение C_s не вычисляют, а принимают $C_s = 2\,C_v$. Как указывает проф. Б. В. Поляков, это допущение приводит нередко к неверным результатам, и поэтому к этому приёму расчёта надо относиться с осторожностью. При определении колебаний годового стока чаще всего имеет место соотношение $C_s = 1{,}5\,C_v$.

Озёрные и горные реки имеют небольшие колебания годового стока, нередко характеризуемые соотношением $C_s > 2C_v$.

Что касается максимальных расходов, то проф. Д. Л. Соколовский, на основании данных по 31 пункту, с периодом наблюдений от 33 до 55 лет, пришёл к выводу, что для расчёта максимальных расходов равнинных рек может быть принято $C_s = 3\,C_v$, для лесных и болотных бассейнов $C_s = 2\,C_v$, для горных рек $C_s = 4\,C_v$.

Для построения кривой обеспеченности следует пользоваться таблицей 11, в которой ординаты кривой выражены в виде отклонений от середины (или единицы) при значениях от 0 до 3,0 и при $C_v = 1$.

Промежуточные значения отклонений берутся по интерполяции. Переход от табличных значений $C_v = 1$ к другим возможным значениям, производится простым помножением табличных значений на данное частное значение C_v.

Таким образом, чтобы получить по табличным величинам Φ значения модульных коэфициентов, пользуются следующей формулой:

$$K = \Phi C_v + 1, \qquad (42)$$

где Φ — отклонение ординаты кривой обеспеченности, взятое из таблицы 11;

C_v — вычисленный коэфициент вариации для данного ряда.

Умножая среднеарифметическое данного ряда на модульные коэфициенты, получим значение членов ряда (например, среднегодовых расходов, модулей стока и т. д.) разной обеспеченности:

$$Y_i = Y_{cp} K_i = Y_{cp} (\Phi_i C_v + 1). \qquad (43)$$

Например, расход воды заданной обеспеченности будет равен:

$$Q = Q_{cp} \cdot K = Q_{cp} (\Phi C_v + 1). \qquad (44)$$

Для соотношения $C_s = 2C_v$ в таблице 12 приводятся значения ординат для непосредственного построения кривых обеспеченности.

Таблица 12

Ординаты кривой обеспеченности при $C_s = 2\,C_v$

Коэфициент вариации C_v	Обеспеченность (в %)										
	0,1	1	5	10	25	50	75	90	95	99	99,9
1,0	6,910	4,600	3,000	2,300	1,410	0,700	0,290	0,100	0,050	0,010	0,000
0,90	6,094	4,150	2,782	2,188	1,396	0,748	0,352	0,150	0,073	0,028	0,001
0,80	5,310	3,720	2,568	2,064	1,384	0,800	0,416	0,200	0,112	0,048	0,008
0,70	4,577	3,296	2,351	1,938	1,357	0,846	0,489	0,265	0,174	0,075	0,020
0,60	3,892	2,890	2,140	1,810	1,324	0,889	0,562	0,352	0,250	0,130	0,046
0,50	3,270	2,515	1,935	1,670	1,285	0,920	0,635	0,440	0,350	0,205	0,100
0,40	2,700	2,160	1,732	1,536	1,240	0,948	0,708	0,539	0,448	0,304	0,188
0,30	2,188	1,831	1,537	1,399	1,186	0,973	0,784	0,643	0,565	0,436	0,316
0,20	1,735	1,524	1,348	1,246	1,130	0,988	0,858	0,756	0,698	0,594	0,492
0,10	1,338	1,248	1,169	1,130	1,064	0,997	0,930	0,875	0,842	0,782	0,719
0,05	1,161	1,120	1,083	1,065	1,034	0,999	0,965	0,938	0,920	0,887	0,852

Таким образом, построение кривой обеспеченности производится в следующей последовательности.

1. Прежде всего определяется норма годового стока Q_0.

2. Далее вычисляют модульные коэфициенты за все годы наблюдений K_i.

3. Расположив модульные коэфициенты в нисходящем или восходящем порядке, определяют: $(K-1)$; $(K-1)^2$ и $(K-1)^3$ до третьего десятичного знака. Поверкой правильности этих вычислений служит: ΣK должна равняться числу членов ряда, а $\Sigma (K-1)$ должна равняться нулю.

4. Далее определяют значение C_v по формуле (40) или по формулам (47) и (48).

5. Принимая то или иное значение C_s, выписывают для этого значения C_s из таблицы 11 отклонения ординат кривой продолжительности для различных значений обеспеченности, или, что то же самое, отклонения модульных коэфициентов годового стока от середины, при $C_v = 1$.

6. Учитывая, что выписанные из таблицы 11 отклонения ординат кривой продолжительности относятся к значению $C_v = 1$, их умножают на это частное значение C_v и прибавляют к полученным значениям единицу; в результате получаем искомые величины модульных коэфициентов для лет различной обеспеченности.

Пример. На рисунке 32 представлена эмпирическая кривая обеспеченности среднегодовых расходов (ломаная линия). Теперь произведём экстраполяцию этой кривой, пользуясь теоретическим построением кривой обеспеченности, и по ней определим крайние значения годового стока различной обеспеченности. Для этого производим вычисление коэфициентов C_v и C_s, сводя все подсчёты в таблицу 12а.

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma (K-1)^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{1{,}8928}{19}} \cong 0{,}30.$$

$$C_s = \frac{\Sigma (K-1)^3}{(n-1)\,C_v^3} = \frac{0{,}211398}{19 \cdot 0{,}0270} \cong 0{,}41.$$

Ввиду краткого ряда наблюдений принимаем для дальнейших расчётов значение $C_s = 2C_v = 0{,}60$. По таблице 12 находим непосредственно для $C_b = 0{,}30$ модульные коэфициенты различной обеспеченности, а умножая их на средний расход $Q_{ср} = 29{,}85$ м³/сек., получаем многолетние колебания годовых расходов для лет разной обеспеченности (см. табл. 13).

Из приведённых данных видно, что наибольший годовой расход реки с вероятностью 1 раз в 100 лет может достигать 54,6 м³/сек., вместо наблюдавшихся 52,5.

На основании полученных данных построена сглаженная, или теоретическая, кривая обеспеченности годового стока реки (рис. 32).

Таблица 12а

№ по пор.	Год	Q м³/сек.	K	K−1		$(K-1)^2$	$(K-1)^2$	
				+	−		+	−
1	1937	52,5	1,76	0,76		0,5776	0,438976	
2	1935	41,2	1,38	0,38		0,1444	0,054872	
3	1926	40,2	1,35	0,35		0,1225	0,042875	
4	1927	36,6	1,23	0,23		0,0529	0,012167	
5	1933	36,1	1,21	0,21		0,0441	0,009261	
6	1934	35,3	1,18	0,18		0,0324	0,005832	
7	1931	34,8	1,17	0,17		0,0289	0,004913	
8	1932	33,2	1,11	0,11		0,0121	0,001331	
9	1928	32,6	1,09	0,09		0,0081	0,000729	
10	1924	32,0	1,07	0,07		0,0049	0,000343	
11	1922	27,6	0,92	—	0,08	0,0064	—	0,000512
12	1938	26,3	0,88	—	0,12	0,0144	—	0,001728
13	1929	25,6	0,86	—	0,14	0,0196	—	0,002744
14	1923	24,7	0,83	—	0,17	0,0289	—	0,004913
15	1939	24,6	0,83	—	0,17	0,0289	—	0,004913
16	1920	22,2	0,74	—	0,26	0,0676	—	0,017576
17	1930	21,2	0,71	—	0,29	0,0841	—	0,024389
18	1925	19,4	0,65	—	0,35	0,1225	—	0,042875
19	1936	18,5	0,62	—	0,38	0,1444	—	0,054872
20	1921	12,4	0,41	—	0,59	0,3481	—	0,205379
	Σ=	597,0	20,0	2,55	2,55	1,8928	0,571299	0,359901
Средний		29,85	1,0				$\Sigma (K-1)^3 = 0{,}211398$	

Таблица 13

Обеспеченность (в %)	1	3	5	10	25	50	75	90	95	97	99	99,9
Модульные коэфициенты . . .	1,83	1,64	1,54	1,40	1,18	0,97	0,79	0,64	0,56	0,52	0,44	0,32
Годовые расходы	54,6	49,0	46,0	41,8	35,2	29,0	23,6	19,1	16,7	15,5	13,1	9,5

Для построения кривой обеспеченности можно также пользоваться таблицей 11, которая является более универсальной и может применяться для любых значений C_s, что иллюстрируется ниже на том же примере. Из этой таблицы выписываем величины Φ, соответствующие $C_s = 0{,}60$. Дальнейшие вычисления сводим в таблицу 14.

В случае отсутствия данных наблюдений по стоку или их недостаточности (меньше 10 лет) и невозможности их удлинить по аналогии с хорошо изученными реками, значение коэфициента вариации C_v приходится определять приближённо, по формулам, в зависимости от географических факторов, определяющих амплитуду колебаний годового стока.

Таблица 14

Обеспеченность (в %)	1	3	5	10	25	50	75	90	95	97	99	99,9
Φ	2,75	2,12	1,80	1,33	0,61	—0,10	—0,72	—1,20	—1,46	—1,61	—1,88	—2,27
$\Phi C_v = \Phi \cdot 0{,}30$	0,83	0,64	0,54	0,40	0,18	—0,03	—0,21	—0,36	—0,44	—0,48	—0,56	—0,68
$\Phi C_v + 1 = K$	1,83	1,64	1,54	1,40	1,18	0,97	0,79	0,64	0,56	0,52	0,44	0,32
Годовые расходы Q	54,6	49,0	46,0	41,8	35,2	29,0	23,6	19,1	16,7	15,5	13,1	9,5

Как видно из таблицы 14, вычисленные значения модульных коэфициентов и среднегодовые расходы соответствуют таковым, полученным в таблице 13.

Переход от величины обеспеченности к величинам средней продолжительности периода повторения осуществляется до обеспеченности 50%, т. е. для многоводной ветви кривой обеспеченности по формуле:

$$n = \frac{100}{p}, \qquad (45)$$

а для обеспеченности свыше 50%, т. е. для маловодной ветви по формуле:

$$n = \frac{100}{100 - p}, \qquad (46)$$

где p — обеспеченность.

В таблице 15 даются наиболее характерные соотношения величин p и n.

Проф. Д. Л. Соколовский даёт следующую формулу для определения коэфициента вариации C_v годового стока неисследованных рек европейской части СССР:

$$C_v = a - 0{,}063 \lg (F + 1), \qquad (47)$$

где a — географический параметр (определяется по карте изолиний);

F — площадь водосбора в км².

Средняя ошибка значения C_v, вычисленного по этой формуле для 24 рек, получилась ±6%.

Для всех районов СССР применима следующая универсальная формула Д. Л. Соколовского — М. Э. Шевелева:

$$C_v = 0{,}723 - 0{,}213 \lg M_0 - 0{,}063 (F + 1), \qquad (48)$$

где M_0 — норма стока.

Среднее отклонение для 44 бассейнов рек СССР составляет 10,5%. Эта формула является

Таблица 15

Обеспеченность (в %)	Характеристика года	Повторяемость года
1	Очень многоводный	1 раз в 100 лет
3	Многоводный	1 » » 33 года
5	Многоводный	1 » » 20 лет
10	Средний многоводный	1 » » 10 лет
25	Верхнеквартальный	1 » » 4 года
50	Медианный	1 » » 2 года
75	Нижнеквартальный	1 маловодный год в 4 года
90	Средний маловодный	1 » » » 10 лет
95	Маловодный	1 » » » 20 лет
97	Маловодный	1 » » » 33 года
99	Очень маловодный	1 » » » 100 лет

универсальной и пригодной для малоисследованных и неисследованных районов.

После определения значения C_v по вышеприведённым формулам или другим способам и приняв то или иное значение C_s, можно построить кривую обеспеченности годового стока и определить возможные многолетние колебания стока для любой неисследованной реки.

ВНУТРИГОДОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТОКА

Распределение стока в году зависит прежде всего от климатических условий, в которых находится бассейн реки, и затем от характера бассейна, его озёрности и лесистости.

Большинство рек равнинной части Союза имеет преобладающее питание от таяния снегов, хорошо выраженное весеннее половодье, во время которого проходит 50—70% и выше общего количества воды за год (апрель-июнь).

Второй более низкий максимум проходит во время осенних дождей. Между этими двумя паводками наблюдается период низких расходов или период межени.

В степных реках южной части Союза в весеннее время (март-апрель) проходит ещё бо́льшая часть годового стока (60—80%), а летом и осенью эти реки часто совсем не имеют стока.

Примером таких рек могут служить малые реки бассейнов Азовского, Чёрного и Каспийского морей. Сток рек засушливой части бассейна Каспийского моря полностью проходит в весеннее время.

Для горных рек, питающихся за счёт летнего таяния ледников и снегов, характерным является годовой сток с явно выраженным летним паводком, с максимумом месячного стока в июле-августе, когда проходит значительная часть стока (40—60%).

Для неисследованных рек распределение стока в году (месячное и сезонное) лучше всего может быть произведено по аналогии с ближайшими хорошо изученными реками, находящимися в аналогичных климатических условиях.

При отсутствии в интересующем нас районе хорошо изученной реки — аналога, для построения гидрографа можно воспользоваться типовыми схемами внутригодового распределения стока для различных гидрографических районов европейской части СССР (таблица 16). Для этого норма стока (многолетний расход) перемножается на приведённые в таблице коэфициенты и по полученным данным строится гидрограф расходов реки.

Таблица составлена для безозёрных рек с площадью водосбора более 500—1 000 км².

Для рек с меньшей площадью водосбора, величина стока за летние и зимние месяцы обычно несколько ниже, а за весенние месяцы — выше, чем цифры, указанные в таблице 16.

Озёра в бассейне реки перераспределяют в году сток реки.

Весною большое количество воды задерживается в озёрах, и тем самым снижается весенний паводок реки, а за этот счёт повышается сток меженного периода.

Влияние озёрности бассейна на распределение стока рек Северного края и Карело-Финской ССР приводится в таблице 17.

Эта таблица, так же как и приведённая выше, дана в долях от нормы стока.

Для рек с лесистыми водосборами и интенсивным грунтовым питанием, сток зимних и летних месяцев может быть повышен на 20—50% против норм, указанных в таблице 16 в зависимости от степени грунтового питания и лесистости. Заболоченность водосбора влияет только

Таблица 16

Типовые схемы внутригодового распределения стока рек европейской части СССР

(в долях нормы стока)

№ районов	Географический район	Месяцы и декады																		
		I	II	III			IV			V			VI			VII	VIII	IX	X	XI	XII
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
1	Северный край, Карело-Финская ССР . .	0,25	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30	0,50	0,70	2,50	6,50	3,0	2,0	2,0	1,70	1,0	0,70	0,70	1,0	1,0	0,55
2	Ленинградская обл., бассейны рек Западной Двины и Немана	0,30	0,25	0,40	0,40	1,30	2,4	7,0	2,60	1,70	1,10	1,10	0,90	0,90	0,70	0,70	0,70	0,75	0,90	1,0	0,50
3	Бассейны рек верхней Волги и Оки . .	0,30	0,20	0,30	0,30	1,20	2,4	7,5	3,0	1,8	1,4	1,3	0,90	0,90	0,90	0,70	0,70	0,60	0,80	0,90	0,50
4	Бассейны рек верхнего и среднего Днепра	0,30	0,30	0,50	0,50	2,20	8,0	2,80	1,90	1,30	0,90	0,80	0,80	0,80	0,80	0,70	0,70	0,60	0,80	1,0	0,50
5	Бассейны рек Дона и Северного Донца	0,30	0,30	0,30	1,0	2,0	10,0	4,0	1,90	1,0	1,0	1,0	0,70	0,70	0,70	0,60	0,60	0,50	0,50	0,70	0,4
6	Бассейны рек нижнего Днепра и Южного Буга .	0,35	0,50	0,70	4,0	12,0	4,0	1,10	1,0	0,80	0,80	0,80	0,60	0,60	0,60	0,50	0,30	0,25	0,30	0,40	0,40
7	Бассейны рек нижнего Дона и прилегающих степных рек . .	0,30	0,30	1,0	3,60	14,0	5,0	1,50	1,0	0,70	0,70	0,70	0,40	0,40	0,40	0,30	0,20	0,10	0,20	0,40	0,40

Таблица 17

Типовые схемы внутригодового распределения стока в зависимости от процента озёрности

(в долях нормы стока)

Озёрность	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
< 1%	0,25	0,20	0,20	0,50	4,0	1,90	1,0	0,7	0,7	1,0	1,0	0,55
1— 3%	0,28	0,23	0,23	0,50	3,10	2,10	1,2	0,8	0,8	1,10	1,05	0,60
3— 5%	0,40	0,35	0,35	0,50	2,40	2,0	1,3	0,95	0,85	1,10	1,05	0,75
5—10%	0,55	0,50	0,45	0,45	2,0	1,70	1,35	1,0	0,95	1,15	1,10	0,80

на растягивание периода весеннего паводка и на некоторое повышение стока первой половины лета.

При гидрологических расчётах, помимо среднего года, важно учесть случай маловодного года с неблагоприятным распределением стока, а именно — с сухим летом и суровой зимой и соответствующим высоким стоком весенних месяцев. В этом случае сток летних и зимних месяцев должен быть понижен против средних норм на 30—50%, с соответствующим повышением весеннего стока.

Следует также учитывать, что целый ряд рек малых бассейнов ежегодно или периодически летом пересыхает, а зимой промерзает. Поэтому весьма ценные сведения о режиме реки

Таблица 18

Типы распределения суточных расходов различной обеспеченности на реках СССР
(в долях от нормы стока)

Тип	Зона или район	Процент озёрности	Обеспеченность расходов					
			Максимум	1 мес.	3 мес.	6 мес.	9 мес.	Минимум
			Реки с весенним половодьем					
I	Лесная . . .	$a \geqslant 20$	1,8— 3,0	1,4—1,8	1,1—1,3	0,9—1,0	0,6—0,8	0,4—0,6
II	» . . .	$20 > a > 10$	2,0— 4,0	1,8—2,5	1,1—1,3	0,7—1,0	0,4—0,7	0,3—0,5
III	» . . .	$10 > a > 5$	5,0—10,0	2,0—3,0	0,9—1,2	0,4—0,7	0,3—0,5	0,3—0,4
IV	» . . .	$5 > a > 3$	6,0—12,0	2,0—3,0	0,8—1,2	0,4—0,6	0,3—0,4	0,2—0,4
V	» . . .	$3 > a > 1$	8,0—15,0	2,0—3,0	0,7—1,0	0,3—0,6	0,2—0,35	0,1—0,3
VI	» . . .	$a \leqslant 1$	10—30	2,0—2,5	0,5—0,9	0,2—0,6	0,1—0,3	0,0—0,2
VII	Лесостепь . .	—	20—50	1,5—2,5	0,5—0,8	0,2—0,5	0,1—0,3	0,0—0,2
VIII	Степь	—	20—50	1,0—2,0	0,2—0,6	0,1—0,3	0,0—0,2	0,0—0,1
IX	Полупустыня	—	20—70	0,0—1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
			Реки с летним половодьем					
X	Горные реки Кавказа и Средней Азии	—	5—10	2,0—3,0	1,2—1,8	0,4—0,8	0,3—0,5	0,2—0,4
XI	Реки Дальнего Востока.	—	5—20	2,5—3,0	1,2—1,5	0,4—0,7	0,1—0,2	0,0—0,10

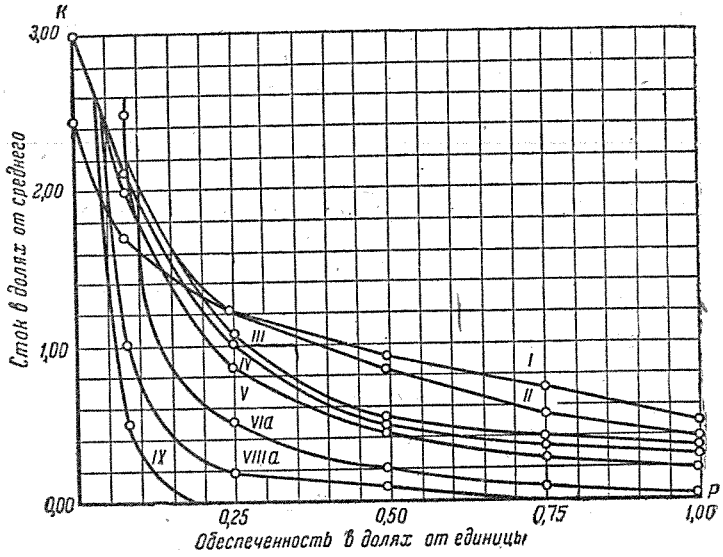


Рис. 33. Кривые обеспеченности суточных расходов воды в зависимости от режима реки.

могут быть получены при непосредственном обследовании и опросе старожилов.

Внутригодовое распределение стока может быть произведено также по кривым обеспеченности.

При отсутствии данных наблюдений характерные расходы для построения кривой обеспеченности могут быть определены методом аналогии на основании имеющихся данных характерных расходов по ближайшим рекам-аналогам.

Проф. Д. Л. Соколовский на основе богатейшего материала по рекам малых бассейнов СССР даёт следующие типы распределения средних суточных расходов (табл. 18).

На рисунке 33 дано графическое представление изменения кривых обеспеченности суточных расходов в зависимости от режима рек.

МАКСИМАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ

Определение максимальных расходов является одним из наиболее важных элементов расчёта, величиной которых обусловливаются основные размеры, а следовательно, и стоимость водосбросных сооружений, часто являющихся самой дорогой частью всего гидротехнического сооружения.

Максимальные расходы могут создаваться по двум причинам: а) снеговых и б) ливневых паводков. При проектировании гидротехнических сооружений на малых бассейнах необходимо определять как один, так и другой максимум и принять для расчёта наибольший из них.

Максимальные расходы следует рассматривать как величины, ежегодные колебания которых имеют случайный характер. Повторяемость расчётного расхода оценивается его обеспеченностью.

Величина, обратная обеспеченности, даёт продолжительность (повторяемость) периода, в течение которого один раз вероятно появление или повторение расхода выше расчётного. Расчётная величина обеспеченности максимального расхода, подлежащая пропуску через плотину, устанавливается, исходя из класса плотины, по таблице 19.

Таблица 19

Величина обеспеченности расчётного максимального расхода в зависимости от класса сооружений

Класс капитальности сооружений	Расчётная обеспеченность	
	при нормальных условиях эксплоатации	при чрезвычайных условиях эксплоатации
II	1%	0,1%
III	2%	0,5%
IV	5%	1%
V	10%	3%

Расчётные максимальные расходы устанавливаются по материалам непосредственных гидрометрических наблюдений на данной реке и по формулам, опирающимся на аналогии с лучше изученными реками.

Максимальные расходы весеннего половодья определяются, главным образом, интенсивностью весеннего таяния снега и величиной зимних запасов его.

Имеется много эмпирических формул для определения максимальных расходов весеннего половодья. Наиболее употребительной из них, дающей достаточную практическую точность для территории европейской части СССР, является формула проф. Д. Л. Соколовского, имеющая вид:

$$Q_{макс}=\frac{0{,}28\cdot A_{p\%}F}{\sqrt[4]{F}+1}\ \text{м}^3/\text{сек.},\ \text{если}\ F<10\ \text{км}^2, \quad (49)$$

$$Q_{макс}=\frac{0{,}28\cdot A_{p\%}F}{\sqrt[4]{F}}\ \text{м}^3/\text{сек.},\ \text{если}\ F>10\ \text{км}^2, \quad (50)$$

где F — площадь водосбора в км²;

$A_{p\%}$ — величина элементарного слоя стока, обеспеченного на $p\%$ и определяется по карте изолиний (рис. 34 и 35);

0,28 — коэфициент для перехода от стока, выраженного в мм/час, к максимальному расходу в м³/сек.

Если бассейн реки имеет значительную озёрность (более 2—3%) и болотистость (более 8—10%), то значение $A_{1\%}$ и $A_{5\%}$ следует определять по формулам:

$$A_{5\%}=2{,}32-1{,}50\lg(0{,}2\beta+\alpha+1) \quad (51)$$

$$A_{1\%}=2{,}77-1{,}67\lg(0{,}2\beta+\alpha+1), \quad (52)$$

где α — коэфициент озёрности бассейна, равный выраженному в процентах отношению площади озёр к площади бассейна;

β — коэфициент заболоченности в процентах.

Если $\alpha<2$—3% и $\beta<8$—10%, то значения $A_{p\%}$ определяются по картам. Если бассейн реки значительно облесён, то найдённое по карте значение $A_{p\%}$ надлежит умножить на коэфициент, равный: для рек северной полосы —

$$K=1-0{,}6\gamma$$

и для рек южной полосы:

$$K=1-0{,}3\gamma,$$

где γ — коэфициент лесистости, равный отношению площади лесов в бассейне к площади бассейна реки.

Коэфициент K следует вводить лишь для площадей бассейнов, меньших 2 000 км².

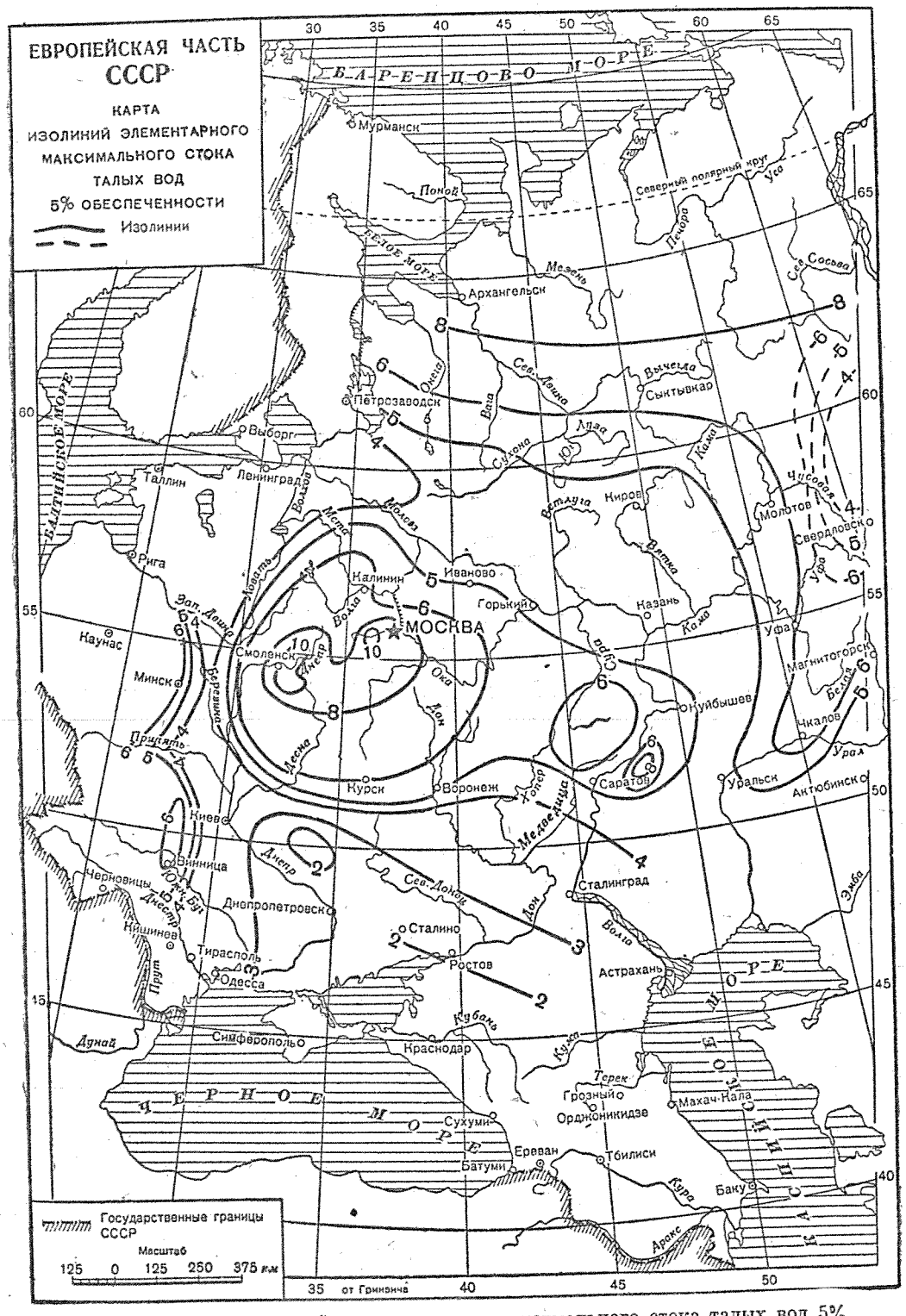


Рис. 34. Карта изолиний элементарного максимального стока талых вод 5% обеспеченности.

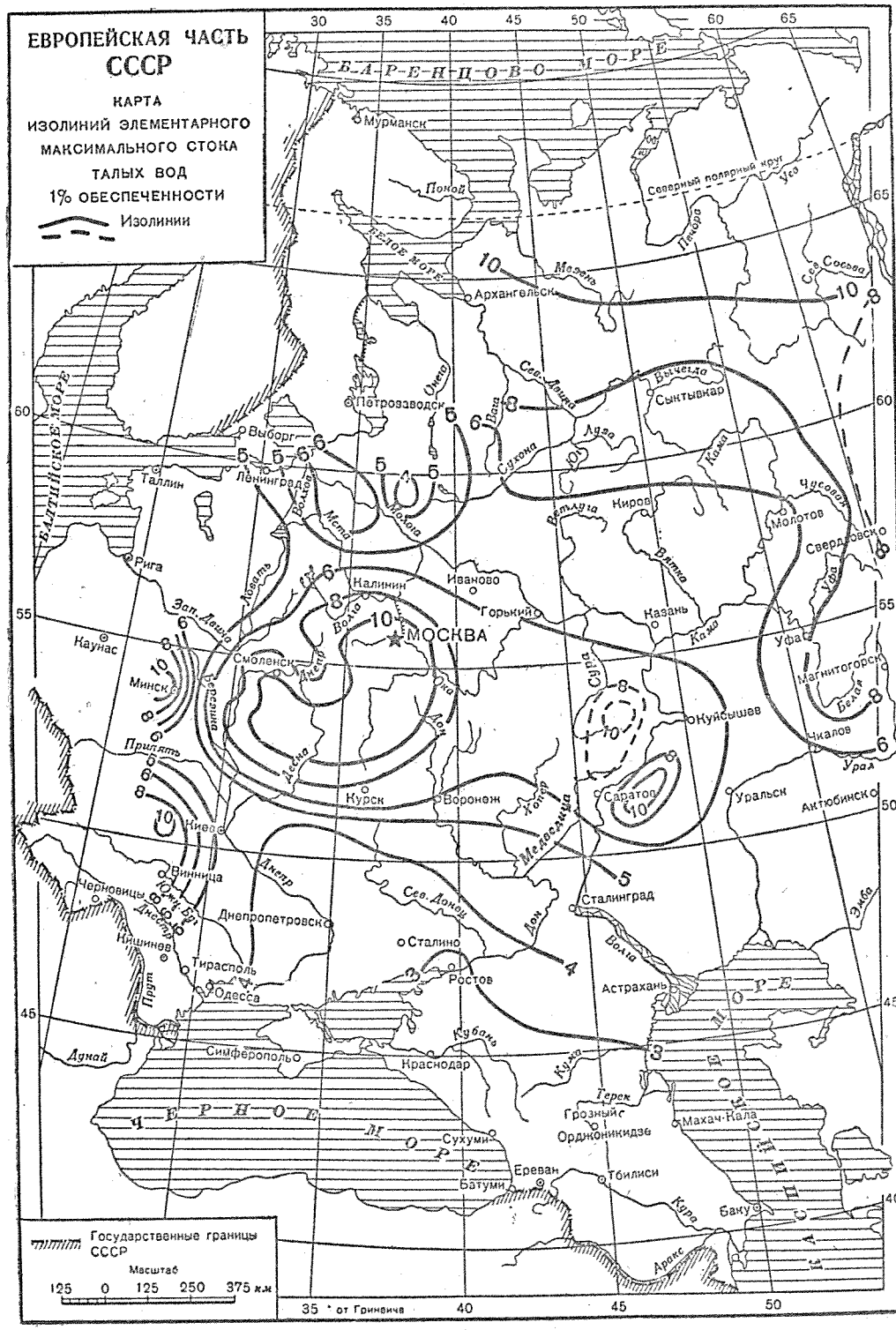


Рис. 35. Карта изолиний элементарного максимального стока талых вод 1% обеспеченности.

При пользовании картами изолиний следует учитывать, что при нанесении значений максимального стока на карту, максимумы относились к центрам тяжести бассейнов, а не к створам. Поэтому для определения значения параметра следует предварительно определить положение центра тяжести водосборного бассейна.

Максимумы других обеспеченностей могут быть приближённо определены на основании переходных коэфициентов от максимумов 5% обеспеченности, принятых за единицу (табл. 20).

Таблица 20

Коэфициент вариации C_v	% обеспеченности			
	1,0	2,0	5,0	10,0
0,20	1,18	1,08	1,0	0,93
0,30	1,19	1,12	1,0	0,91
0,40	1,25	1,16	1,0	0,89
0,50	1,30	1,18	1,0	0,86
0,70	1,40	1,22	1,0	0,83

Приведённые в таблице 20 переходные коэфициенты вычислены при $C_s = 2C_v$. Для иных соотношений C_s и C_v переходные коэфициенты можно вычислить по таблице 11.

Для быстрой прикидки величины максимальных расходов весеннего половодья по районам, может служить таблица 21, составленная проф. Д. Л. Соколовским. Эта таблица даёт более приближённые значения, чем по картам изолиний.

Так как изолиниями охвачены не все территории, то в таблице 22 приводятся некоторые порайонные формулы для расчёта максимальных расходов талых вод по их модулям:

Для получения расчётного максимального расхода Q м³/сек. необходимо значение модуля $q_{макс}$ м³/сек. на 1 км² умножить на водосборную площадь (в км²).

$$Q_{макс} = q_{макс} F. \qquad (53)$$

Для территории УССР хорошее совпадение с натурными данными дают формулы максимальных расходов, предложенные проф. А. В. Огиевским.

Таблица 21

Расчётные расходы весенних паводков 5 % обеспеченности

Район и бассейн	Площадь водосбора (км²)																		
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	200	300	400	500	1 000	2 000	3 000	4 000	5 000	10 000
Карельская ССР, Ленинградская обл., бассейны рек Западной Двины и Немана	10	14	18	22	25	29	33	37	41	45	75	100	125	150	250	415	565	680	800	1 400
Бассейны рек верхней Волги, верхнего Днепра и Оки . . .	12	18	23	29	35	40	45	50	55	60	95	130	165	200	320	565	790	1 000	1 200	2 000
Бассейны рек средней Волги, Верхнего Дона	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	85	115	145	180	280	485	670	845	1 000	1 700
Бассейны рек среднего Днепра, Северного Донца и среднего Дона . .	8	12	16	20	25	29	33	37	41	45	75	100	125	150	250	415	566	680	800	1 400
Бассейны рек нижнего Днепра, нижнего Дона и прилегающих степных рек . . .	5	7	9	12	15	18	21	24	27	30	45	60	75	90	150	250	340	425	500	850
Среднерусская возвышенность	14	21	28	34	40	46	52	58	64	70	120	165	205	240	400	665	900	1 110	1 300	2 200

Таблица 22

Формулы для отдельных районов

Район	Формула	Автор
Северный район (Онега, Вага, Сухона, Вычегда, Северная Двина, Пинега, Уса, Илыч, Печора)	$q=\frac{3{,}288}{F^{0{,}28}}$	Б. И. Скачков
Реки бассейна р. Дона (Дон, Хопёр, Медведица, Белая Калитва, Безымянка, Карповка и их притоки) . . .	$q=\frac{3{,}5}{F^{0{,}33}}$	Б. В. Поляков
Заволжье (Самарка, Б. и М. Иргиз, Еруслан, Б. и М. Узень и их притоки)	$q=\frac{4{,}0}{F^{0{,}30}}$	Б. Д. Зайков
Урал (Урал, Сакмара, М. Кизил, Губерля, Б. Ик, Кумак) . . .	$q=\frac{35}{F^{0{,}22}}\,0{,}15$	П. П. Кокин
Бассейн Верхней Оби и Иртыша (Обь, Иртыш, Бия, Чумыш, Уба, Кальджир, Тургусун, Ульба, Тихая, Громотуха)	$q=\frac{9{,}4}{F^{0{,}31}}$	Б. В. Поляков
Якутская область (Алдан, Вилюй, Витим, Лена, Яна, Индигирка, Колыма)	$q=\frac{2{,}467}{F^{0{,}03}}\,1{,}6$	Б. Д. Зайков

МАКСИМАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ДОЖДЕВЫХ ПАВОДКОВ

Для ориентировочного расчёта модулей максимальных расходов дождевых вод проф. Б. В. Поляков даёт следующую формулу:

$$q=\frac{A}{F^{0,5}}, \qquad (54)$$

где q — модуль максимального расхода в м³/сек. с км²;

A — параметр, определяемый по карте изолиний (рис. 35а);

F — площадь бассейна в км².

Для очень малых бассейнов ($F<8$ км²), целесообразно брать в знаменателе не F, а $(F+1)$.

Следует учитывать, что параметр A в приведённой формуле учитывает некоторые средние физико-географические условия бассейна, поэтому для учёта местных особенностей реки следует ввести дополнительные множители.

Учёт уклона. Если уклон бассейна значительно отличается от среднего уклона рек данного района, то следует ввести коэфициент:

$$i=\left(\frac{I}{I_{ср}}\right)^{0,25}. \qquad (55)$$

Учёт лесистости производится посредством коэфициента:

$$\gamma=1-0{,}5\,\frac{f_л}{F}, \qquad (56)$$

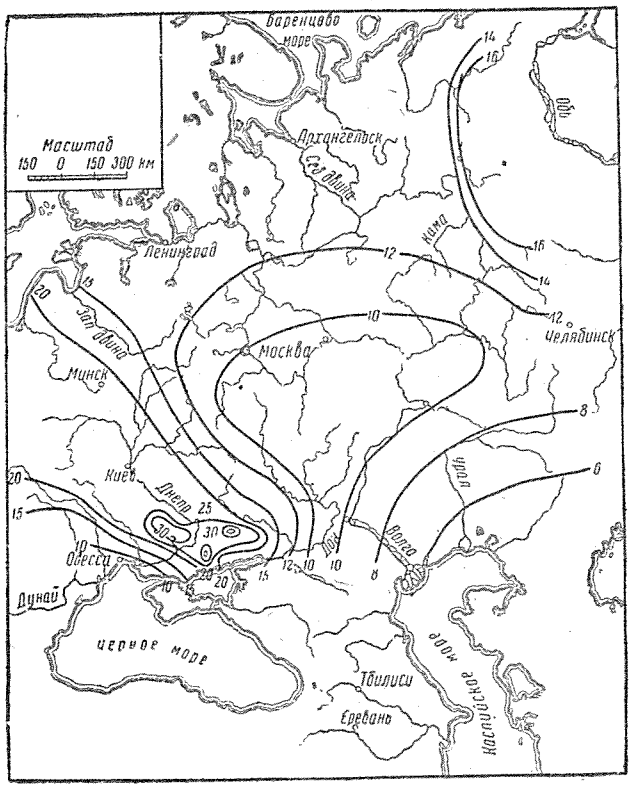


Рис. 35а. Карта изолиний параметра A.

где $f_л$ — площадь бассейна, покрытая лесом, в км². Учёт заболоченности производится посредством коэфициента:

$$\delta=1-0{,}5\,\frac{f_б}{F}, \qquad (57)$$

где $f_б$ — заболоченная площадь бассейна в км².

Как указывает проф. Б. В. Поляков, рекомендуемая им формула даёт модуль максимального расхода обеспеченностью 2%.

Для иных значений обеспеченности необходимо ввести переходный коэфициент, исходя из значения коэфициента вариации для данной реки, принимая $C_s=2C_v$ по таблице 23.

Для предварительных соображений при расчёте малых рек проф. Б. В. Поляков

рекомендует принимать для дождевого стока $C_v = 1{,}50$, а для снегового $C_v = 1{,}0$.

Таблица 23

Переходные коэфициенты для определения максимумов других обеспеченностей, в зависимости от C_v при $C_s = 2\,C_v$

C_v	C_s	Обеспеченность в %			
		1	2	5	10
1,0	2,0	1,14	1,0	0,74	0,57
1,5	3,0	1,19	1,0	0,68	0,47

Величина дождевых паводков может быть определена также по формуле НКПС 1928 г.

При необходимости быстрой прикидки величины максимального расхода дождевых паводков, может быть применена упрощённая формула Д. Л. Соколовского:

$$Q_{макс} = B\sqrt{F}, \qquad (58)$$

где F — площадь водосбора в км²;
B — опытный коэфициент, значение которого основано на обработке данных наблюдений.

Величины максимумов по этой формуле могут быть непосредственно определены, в зависимости от района и размера площади, по таблице 24.

Так как изолиниями охвачены не все территории Союза, то ниже приводятся некоторые районные эмпирические формулы для определения модулей максимальных расходов дождевых паводков.

Для определения дождевого стока $q_{макс}$ с площадей F до 2000 км² Д. И. Кочерин дал следующую формулу.

Для южной полосы европейской части СССР:

$$q_{макс} = \frac{35{,}8}{F^{0{,}453}} - 0{,}8. \qquad (59)$$

Для Крыма:

$$q_{макс} = \frac{31{,}53}{F^{0{,}458}} - 1{,}53. \qquad (60)$$

Для Таджикской ССР, по данным 70 максимумов с водосборами до 100 км², Д. Л. Соколовский даёт следующую формулу:

$$q_{макс} = \frac{17{,}3}{F^{0{,}5}}. \qquad (61)$$

Для Ферганы (по 16 максимумам, с площадью до 10,32 км²),

$$q_{макс} = \frac{7{,}2}{F^{0{,}63}}. \qquad (62)$$

П. П. Кокиным на основании обследования 59 максимумов Арало-Каспия с площадью до

Таблица 24

Расчётные расходы дождевых паводков 5 % обеспеченности

Район и бассейн	Площадь водосбора (в км²)															
	50	60	70	80	90	100	200	300	400	500	1000	2000	3000	4000	5000	10000
Северный край и Карело-Финская ССР . . .	36	38	41	43	46	48	63	80	95	110	150	195	240	285	330	480
Ленинградская обл., бассейны реки Западной Двины и Немана	42	46	50	53	56	60	78	95	113	130	190	250	310	365	420	600
Бассейны верхней Волги и Оки .	60	65	70	75	80	85	110	134	157	180	270	352	435	520	600	840
Бассейны верхнего и среднего Днепра	60	65	70	75	80	85	110	134	157	180	270	310	345	382	420	600
Бассейны Дона и Северного Донца	46	50	54	58	61	65	85	105	125	145	210	222	235	250	260	330
Бассейны Южного Буга и нижнего Днепра . . .	90	98	106	114	122	130	170	210	250	290	325	330	335	340	345	365
Бассейны нижнего Дона и прилегающих степных районов .	40	42	45	48	50	52	70	86	103	120	170	176	182	188	195	210

500 км² даётся следующая формула:

$$q_{макс} = \frac{1{,}80}{F^{0{,}53}}. \qquad (63)$$

Для получения расчётного максимального расхода $Q_{макс}$ м³/сек. нужно значение модуля $q_{макс}$ м³/сек. на км² умножить на водосборную площадь в км²:

$$Q_{макс} = q_{макс} \cdot F.$$

При проектировании гидростанций без значительного регулирования (не считая суточного) большой практический интерес представляет вопрос о минимальных расходах реки. Минимальные расходы на реках европейской части Союза наступают в период прекращения поверхностного стока и перехода рек на грунтовое питание. В северных и центральных районах это происходит зимой, а в южных — летом.

Для определения величины среднего минимального стока может служить карта изолиний, составленная в Гидрологическом институте В. А. Урываевым и дополненная Б. В. Поляковым. Для территории УССР имеется подробная карта изолиний минимальных модулей стока, построенная Сотченко.

Кроме того, в таблице 18 приведены данные для определения минимальных расходов в долях от нормы стока.

ПРИМЕР ГИДРОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЁТА

На р. Сосна (приток р. Дон) в створе с водосборной площадью $F = 560$ км² проектируется гидроэлектростанция. Непосредственные гидрологические данные по реке отсутствуют, поэтому норму стока принимаем по карте изолиний, $M_0 = 3{,}6$ л/сек. Средний многолетний расход реки будет равен:

$$Q_0 = M_0 F = 3{,}6 \cdot 560 \cong 2\,000 \text{ л/сек.} \cong 2 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Сток среднего года составит:

$$W_0 = 2 \cdot 31{,}54 \cdot 10^6 = 63 \cdot 10^6 \approx 63 \text{ млн. м}^3.$$

Многолетнее распределение стока определяем теоретически при помощи коэфициента вариации C_v и таблицы ординат кривой обеспеченности Фостера.

Ввиду отсутствия данных о стоке, коэфициент вариации при многолетнем распределении стока определяем по формуле (48):

$$C_v = 0{,}723 - 0{,}213 \lg 3{,}6 - 0{,}063 \lg 561 \cong 0{,}43.$$

Принимаем $C_s = 2C_v = 0{,}86$.

Пользуясь таблицей 11, подсчитаем среднегодовые расходы различной обеспеченности реки Сосна; все подсчёты сведены в таблицу 25.

На основе данных таблицы 25 строим теоретическую кривую обеспеченности расходов р. Сосна (рис. 36).

Внутригодовое распределение стока для р. Сосна принимаем по типовой схеме, согласно таблице 16, для гидрографического района № 5. Перемножив величину среднего многолетнего расхода р. Сосна (2,0 м³/сек.) на коэфициенты таблицы, определим месячные и декадные расходы р. Сосна (см. табл. 26).

Пользуясь данными таблицы 26, строим схематический гидрограф расходов р. Сосна за

Таблица 25

Среднегодовые расходы различной обеспеченности для р. Сосна

Наименование	Обозначение	Обеспеченность (в %)												
		1	3	10	20	30	40	50	60	70	75	90	95	99
Отклонения ординат при $C_v=1$ по интерполяции между $C_s=0{,}8$ и $C_s=0{,}9$	Φ	2,93	1,85	1,34	0,77	0,40	0,11	—0,14	—0,38	—0,61	—0,73	—1,16	—1,36	—1,69
Отклонения ординат при $C_v=0{,}43$	ΦC_v	1,26	0,795	0,575	0,331	0,172	0,047	—0,06	—0,163	—0,262	—0,314	—0,50	—0,585	—0,73
Модульный коэфициент при $C_v=0{,}43$	$K=\Phi C_v+1$	2,26	1,795	1,575	1,331	1,172	1,047	0,94	0,837	0,74	0,686	0,50	0,415	0,27
Средний годовой расход в м³/сек.	KQ_0	4,52	3,60	3,15	2,66	2,34	2,1	1,88	1,67	1,48	1,37	1,0	0,83	0,54

Таблица 26

Внутригодовое распределение стока р. Сосна

Месяцы и декады / Наименование	I	II	III			IV			V			VI			VII	VIII	IX	X	XI	XII
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
Коэфициенты	0,30	0,30	0,30	1,0	2,0	10,0	4,0	1,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	0,4
Расходы (в м³/сек.) .	0,6	0,6	0,6	2,0	4,0	20,0	8,0	3,8	2,0	2,0	2,0	1,4	1,4	1,4	1,2	1,2	1,0	1,0	1,4	0,8

расчётный год (рис. 37). Внутригодовое распределение стока можно также произвести по таблице 18.

Определение максимальных расходов производим по формулам (49) и (50) для 1% и 5% обеспеченности. Учитывая, что район не заболочен ($\alpha < 2$—3%) и озёрность слабая ($\beta < 8$—10%), значение $A_{1\%}$ и $A_{5\%}$ определяем по карте изолиний для этих значений.

$$Q_{1\%} = \frac{0{,}28 \cdot 6 \cdot 560}{\sqrt[4]{560}} = 193 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

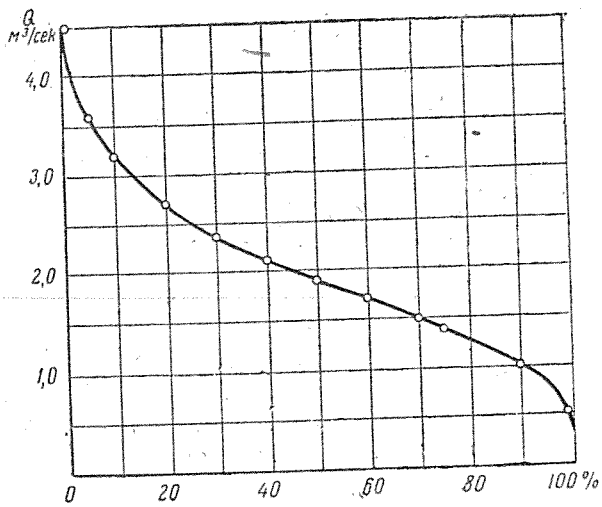


Рис. 36. Теоретическая кривая обеспеченности расходов р. Сосна.

$$Q_{5\%} = \frac{0{,}28 \cdot 5 \cdot 560}{\sqrt[4]{560}} = 162 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Такой же результат для $Q_{5\%}$ обеспеченности получается по таблице 21 для приближённого подсчёта весеннего половодья.

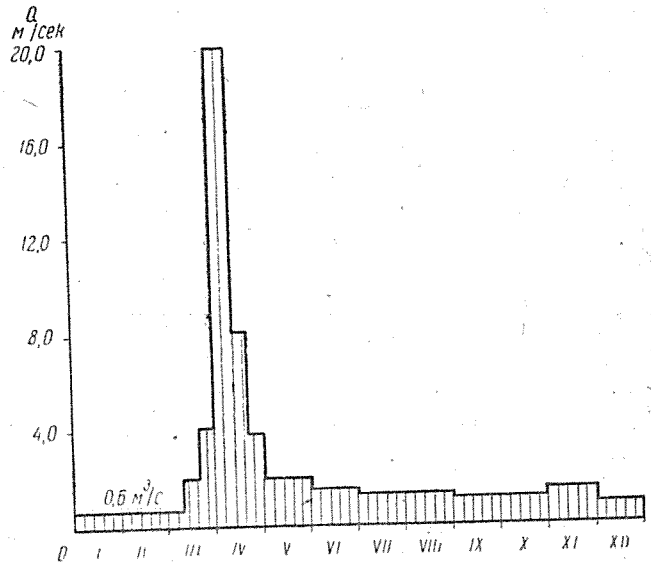


Рис. 37. Схематический гидрограф расходов р. Сосна.

Максимум расходов летне-осенних дождевых паводков несколько ниже, чем максимум весеннего половодья.

ГЛАВА V

РЕГУЛИРОВАНИЕ СТОКА И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ РАСЧЁТЫ

*

Естественные расходы воды в реке непостоянны, изменяются не только в течение отдельных лет, но и отдельных месяцев, недель и дней, а при ледниковом питании и дождях — даже в течение суток. Неравномерность распределения речного стока затрудняет возможность более полного использования водотока для хозяйственных целей.

Совокупность приёмов, направленных к перераспределению расходов воды поверхностных водотоков во времени, носит название *регулирование стока*. Регулирование достигается задержанием воды в периоды, когда река несёт наибольшее количество воды, и использованием её в периоды недостатка воды посредством специальных сооружений, называемых водохранилищами. Устройство водохранилищ осуществляется возведением плотин, перегораживающих долину водотока. Такие водохранилища носят название *плотинных*.

В некоторых случаях представляется возможным создание водохранилищ путём использования существующих озёр, преграждения истоков рек, вытекающих из озёр. Такие водохранилища носят название *озёрных*.

ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

По продолжительности периода регулирования различают следующие основные его виды: суточное, недельное, сезонное и многолетнее. По степени использования наличного стока различают *полное* и *неполное* регулирование. При полном регулировании используется весь сток, и водохранилище работает без сбросов воды. При неполном (частичном) регулировании часть стока не используется и идёт на сброс.

Суточное регулирование вызывается непостоянством потребления в различные часы суток. Собирая избыток воды в водохранилище, можно за счёт этих избытков перекрыть недостачу в воде.

Недельное регулирование может иметь значение, если гидростанция обслуживает по преимуществу промышленные предприятия, работающие с общими выходными днями (например, гидростанция при заводе или фабрике).

Сезонное или годовое регулирование, в основном, сводится к выравниванию неравномерного притока за счёт задержания паводочного расхода воды и пополнения им стока в меженний период. Более подробно вопросы расчёта сезонного регулирования даются ниже.

Многолетнее регулирование имеет своей задачей пополнение стока отдельных маловодных годов и целых маловодных периодов за счёт стока годов многоводных. Многолетнее регулирование требует создания водохранилищ весьма большого объёма.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТОВ

Для производства водохозяйственных расчётов, связанных с устройством водохранилищ и проектированием гидростанций, необходимо иметь следующие исходные данные: а) сведения о естественном режиме используемой реки или другого водотока; б) потребности в воде отдельных водопользователей (орошение земель, водоснабжение предприятий и населённых пунктов, лесосплав и т. д.); в) характеристики водохранилища.

Сведения о естественном режиме водотока представляются в табличной или графической

форме, в виде графиков расходов и горизонтов за характерные годы. Расходы воды лучше давать в виде графика изменения расходов воды в течение года (гидрографа).

Для водохозяйственных расчётов малых гидростанций представляют интерес следующие характерные годы, которые должны быть положены в основу расчётов: а) многоводный год, с обеспеченностью 5% (повторяемость один раз в 20 лет); б) средний по водности год, с обеспеченностью 50%; в) маловодный год, с обеспеченностью 95%.

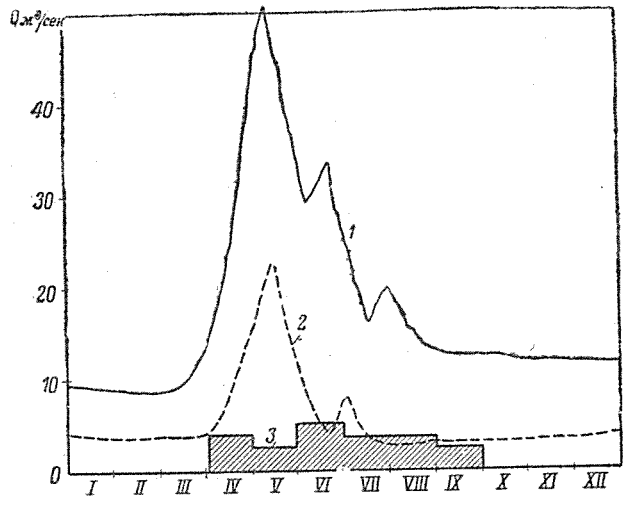


Рис. 38. Совмещённые графики расходов воды реки потребления:

1 — многоводный год; *2* — маловодный год; *3* — суммарный график потребления.

Под средним гидрологическим годом понимают такой год, у которого годовой сток равен среднеарифметическому из имеющихся по многолетнему периоду наблюдений.

При наличии данных за сравнительно короткий период наблюдений подбор таких реальных лет невозможен. В этом случае для водохозяйственных расчётов пользуются графиком расходов так называемого «среднего фиктивного» года. Для такого года расходы (суточные, пятидневные, декадные) принимаются равными среднеарифметическому из расходов ряда лет, имеющих гидрометрические данные.

При отсутствии длительных гидрометрических наблюдений по рассматриваемой реке, для построения расчётного гидрографа можно пользоваться типовой схемой внутригодового распределения стока (табл. 16).

Потребность водопользователей в воде (кроме гидростанции) представляется в виде суммарного календарного графика. Накладывая график потребления в воде водопользователей на график расходов воды в реке (или гидрограф), по разности ординат обоих графиков будем видеть, какое количество воды может быть использовано на гидростанции (рис. 38).

Кроме того, сопоставляя график свободного остатка воды с количеством, которое необходимо для работы гидростанции, можно решать вопрос о том, в какой мере данный водоток по своей водоносности способен удовлетворить потребности гидростанции в воде и необходимо ли регулирование стока.

Для решения вопросов, связанных с регулированием стока, необходимо иметь характеристики водохранилища. Такими характеристиками обычно служат:

1) кривая площади зеркала водохранилища $\omega = f(H)$ или $\omega = f(W)$;

2) кривая объёмов водохранилища $W = f(H)$ или $H = f(W)$;

3) кривая стоимости водохранилища $p = f(H)$ или $p = f(W)$.

Указанные характеристики даются обычно в зависимости от отметок горизонтов воды в водохранилище или в зависимости от объёмов воды в нём.

Кривая площадей зеркала водохранилища $\omega = f(H)$ строится на основании плана местности в горизонталях. Для этого последовательные площади зеркала водохранилища, ограниченные отдельными горизонталями, обводятся планиметром до оси плотины. После этого полученные значения площадей наносятся на график в осях координат: по горизонтали откладывают площади ω, а по вертикали горизонты (отметки) воды; полученные точки соединяют плавной кривой (см. рис. 39).

Кривая объёмов водохранилища $W = (H)$ строится следующим образом: определяют объёмы W отдельных слоёв водохранилища между последовательными парами горизонталей. По формуле:

$$\Delta W = \frac{\Delta H\,(\omega_i + \omega_{i+1})}{2}, \qquad (64)$$

где ΔH — расстояние по высоте между смежными горизонталями в м;

ω_i — площадь между парой горизонталей в м².

Суммируя полученные объёмы, начиная от нижней горизонтали, получим для каждого горизонта (отметки) воды полный объём водохранилища ниже этого горизонта (рис. 39).

Следует учитывать, что не весь объём воды, заключённый в водохранилище, может быть использован для удовлетворения потребителя; некоторый слой воды должен всегда оставаться в водохранилище неиспользованным как для обеспечения забора воды, так и для обеспечения дополнительной нерабочей ёмкости, связанной с отложением наносов, образованием льда в зимний период и др. Этот нерабочий слой носит название *мертвого объёма.* Объём воды

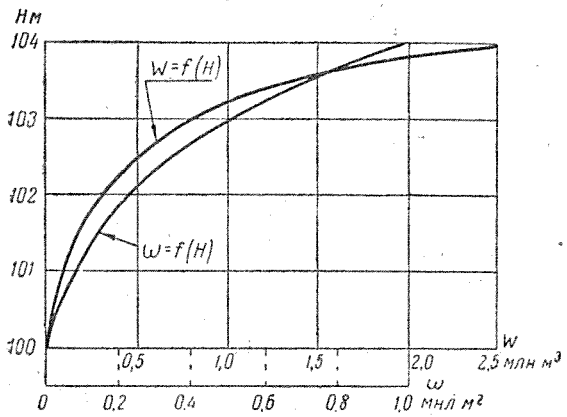


Рис. 39. Кривые объёмов и зеркала водохранилища.

в водохранилище, постоянно срабатываемый гидростанцией, носит название *полезного,* или *рабочего, объёма* (или рабочей призмы).

Кривая стоимости водохранилища $p = f(H)$ может быть получена на основании эскизного проектирования плотин или по данным укрупнённых измерителей стоимости их.

РАСЧЁТ ПОТЕРЬ ИЗ ВОДОХРАНИЛИЩА

Основными потерями из водохранилища являются: а) потери на испарение с водной поверхности, б) на ледообразование и в) на фильтрацию.

Следует различать испарение с водной поверхности и с поверхности речного бассейна (суши). Величина расчётного испарения представляет собой дополнительное испарение, получающееся вследствие устройства водохранилища. Потери на испарение, происходившие до постройки водохранилища, учитывались при определении стока. Величина дополнительного испарения представляет собой разность между испарением с водной поверхности водохранилища и испарением с поверхности суши.

Величина потерь на испарение с водной поверхности за год может быть определена по карте изолиний испарения с водной поверхности (рис. 39а).

Распределение испарения по месяцам приводится в таблице 27.

На основании этих данных можно получить величину испарения за месяц, а делением на число дней — её среднюю суточную величину.

Суточные потери на испарение определяются по формуле:

$$W_E = \frac{\omega \cdot h}{1\,000}\ м^3, \qquad (65)$$

где ω — площадь зеркала водохранилища (в м²);

h — слой испарения за сутки (в мм).

Величина среднего многолетнего годового испарения с поверхности речного бассейна (суши) может быть получена по карте (см. рис. 30).

В тех случаях, когда площадь зеркала водохранилища мало отличается от площади зеркала реки до устройства водохранилища в месте его сооружения, расчётное испарение

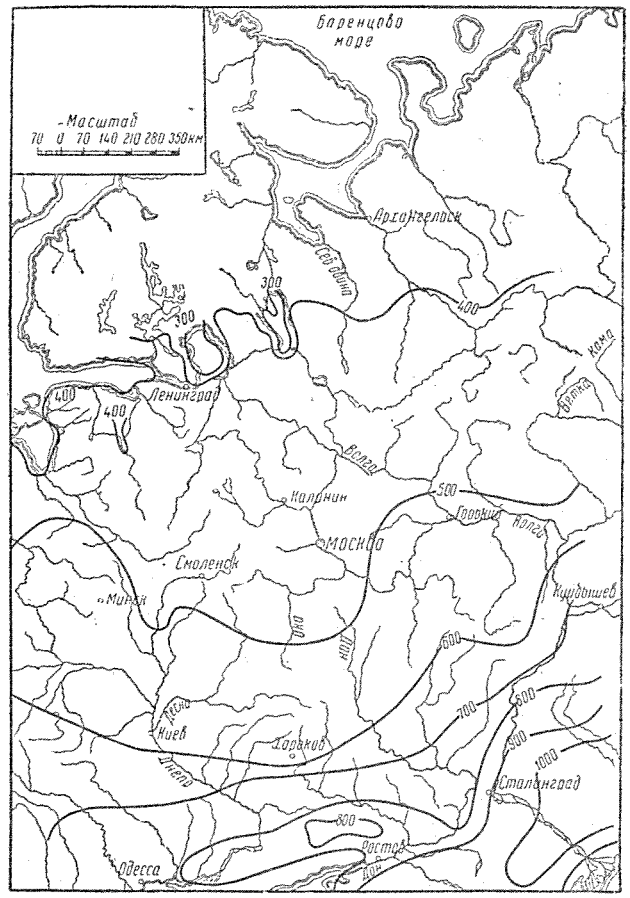


Рис. 39а. Карта испарения с водной поверхности (миллиметров в год).

для всего года может быть принято равным нулю. Потери на ледообразование могут быть определены приближённо по следующей формуле:

$$Q_л = 0{,}92\omega \cdot h, \qquad (66)$$

Таблица 27

Распределение испарения по месяцам (в %)

Район или бассейн	Месяцы												За год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Северный район, Карело-Финская ССР, Ленинградская обл.	1	1	3	7	13	20	24	16	8	4	2	1	100
Бассейны верхней и средней Волги и Оки	1	1	3	8	17	19	21	15	9	4	1	1	100
Бассейны Днепра и Южного Буга . .	1	1	3	7	16	17	19	17	11	5	2	1	100
Бассейны Дона, Северного Донца, район Заволжья .	1	1	3	7	14	16	20	18	11	6	2	1	100

где ω — площадь зеркала водохранилища (в м^2);

h — толщина льда (м) (берётся по месяцам);

0,92 — плотность льда.

Ледообразование проходит неравномерно: вначале оно протекает интенсивно, а затем замедляется и, наконец, вовсе прекращается.

Потери воды на ледообразование учитываются в перераспределении зимних и весенних расходов, причём из зимних расходов эти потери вычитаются, а к весенним они прибавляются.

Фильтрация воды из водохранилища имеет место через тело плотины (земляные плотины), под плотиной и в обход плотины.

Расход воды на фильтрацию через тело плотины может быть приближённо определён по формуле инж. Шипенко:

$$Q = kB \cdot \frac{H^2}{2L_1}, \qquad (67)$$

где Q — фильтрационный расход через тело плотины в м^3/сек.;

H — глубина воды у плотины в м;

B — длина плотины в м;

k — коэфициент фильтрации грунта.

$L_1 = L_0 - 0{,}5\ mH$,

где L_0 — ширина основания плотины в м;

m — коэфициент заложения водного откоса.

Суммарный фильтрационный расход воды под плотиной и в обход её может быть приближённо определён по формуле инж. А. П. Нифонтова:

$$Q = k\omega \frac{H}{L}, \qquad (68)$$

где ω — площадь зеркала водохранилища в м^2;

L — расстояние от центра тяжести зеркала до нижней бровки плотины в м;

остальные обозначения — те же.

Для ориентировочных подсчётов можно также пользоваться следующими приближёнными нормами возможных потерь на фильтрацию, оценивающими суммарно все возможные виды потерь в процентах от соответствующего объёма воды в водохранилище или слоя воды, теряемого в течение года (по данным М. В. Потапова):

1) хорошие гидрогеологические условия (водонепроницаемые грунты в ложе водохранилища, наличие близких грунтовых вод на склоне) — от 5 до 10% от объёма в год, или 0,5 м слоя воды в год;

2) плохие гидрогеологические условия (водопроницаемые неводоносные породы) — от 20 до 40% от объёма, или 1,0—2,0 м слоя воды в год;

3) средние условия 10—20% от объёма, или 0,5—1,0 м слоя воды в год.

Потери на фильтрацию в первые годы бывают особенно велики и могут превышать расчётные величины. В засушливых районах юга и юго-востока суммарные потери на испарение и фильтрацию следует брать не менее 50% всего объёма водохранилища.

Подсчитав суммарную величину потерь из водохранилища за отдельные периоды (декады, месяцы), следует их вычесть из объёмов стока за те же периоды, и тогда получим сток нетто за каждый расчётный период.

СУТОЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Расход воды в реке в течение суток колеблется незначительно, и его можно считать практически постоянным и меняющимся медленно от одних суток к другим. Исключение составляет период весенних и осенних паводков (а для рек ледникового питания — летних паводков), когда возрастание расходов происходит очень быстро. Но эти периоды сравнительно кратковременны и не играют роли в вопросах использования энергии водотока.

Потребление воды гидростанцией в течение суток зависит от потребления электрической энергии и определяется суточным графиком нагрузки.

В часы наибольшей нагрузки требуется больший расход воды, а в часы наименьшей нагрузки — меньший расход. Отношение максимального расхода в течение суток к среднесуточному называется *коэфициентом неравномерности суточного потребления.*

Если расход воды в реке равен (или больше) среднему расходу ГЭС, то суточное количество притекающей воды достаточно для удовлетворения графика; при этом в некоторые часы суток воды будет больше, чем нужно, а в другие часы меньше. Чтобы использовать всю притекающую воду в реке и удовлетворить график потребления воды гидростанцией, необходимо запасать воду в часы малой нагрузки и затем расходовать её в часы большой нагрузки.

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМА ВОДОХРАНИЛИЩА ДЛЯ СУТОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Суточный график нагрузки может быть удовлетворён при условии, что общий приток реки за сутки не меньше общего объёма воды, потребного по графику.

Имея заданный суточный график нагрузки, можно определить необходимый для этого полезный объём водохранилища. Так, например, если бассейн для суточного регулирования непосредственно примыкает к зданию станции или трубопроводу и при достаточной ёмкости имеет небольшую длину, то всякое изменение уровня у самой станции можно считать распространяющимся мгновенно на весь бассейн, и тогда объём воды, забираемый из такого бассейна, определится произведением высоты h, на которую понизится уровень, на площадь бассейна ω. Объём воды, вытекшей из бассейна, определяется расходом гидростанции Q минус естественный расход воды q и временем t, в течение которого имеет место избыток расхода воды над приходом. Затем допустим, что с понижением горизонта бассейна его площадь не меняется; тогда можно написать следующее уравнение:

$$W = \omega h = (Q - q)\, t, \qquad (69)$$

где W — полезная ёмкость водохранилища в м³;
ω — площадь бассейна в м²;
h — понижение уровня бассейна в м;
Q — расход воды гидростанцией, согласно графику нагрузки, в м³/сек.;
q — естественный расход воды в реке в м³/сек.;
t — время в секундах, в течение которого потребный расход Q станции больше расхода q реки.

Тогда наибольшее понижение уровня бассейна будет:

$$h = \frac{(Q - q)t}{\omega}.$$

Бассейном для регулирования является обычно верхний бьёф гидростанции. Допустимое понижение уровня воды в бассейне определяется допускаемым падением напора на гидростанции. В высоконапорных установках колебания уровня регулирующего бассейна дают небольшое (в процентах) колебание общего напора. В низконапорных установках падение напора с понижением уровня сказывается значительно сильнее, поэтому в этом случае не рекомендуется превышать колебание более 20% от полной величины напора; при слишком сильных колебаниях уровня можно настолько потерять в напоре, что, несмотря на усиленный расход воды, получится уменьшение мощности станции.

Задавшись максимально допустимым понижением уровня в водохранилище, можно определить потребную площадь его зеркала (в предположении, что ω постоянна и не зависит или мало зависит от глубины).

$$\omega = \frac{W}{h}\ \text{м}^2.$$

Если площадь зеркала водохранилища сильно зависит от уровня воды, то следует вводить среднее значение для площади ω.

При работе гидростанции в течение части суток (например, только ночью), полезный объём водохранилища может быть определён из следующего соотношения:

$$W = q\,(24 - t) \cdot 3\,600 \geqslant Qt3\,600\ \text{м}^3,$$

где t — число часов работы гидростанции;

$(24 - t)$ — число часов простоя гидростанции (накапливания воды);

3 600 — число секунд в одном часу.

Остальные обозначения прежние.

Расход воды гидростанции при наличии полезной ёмкости W может быть определён по формуле:

$$Q = q + \frac{W}{3\,600t} \text{ м}^3/\text{сек.}, \qquad (70)$$

где q — естественный расход воды в реке в м³/сек.;

Q — расход воды гидростанции в м³/сек.

СЕЗОННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Главной особенностью сезонного регулирования является использование стока только в пределах одного гидрологического года, поэтому общий размер потребления в этом случае должен назначаться таким образом, чтобы он не превосходил общего стока расчётного года, положенного в основу выбора объёма водохранилища.

Наиболее ответственной задачей расчёта сезонного регулирования является правильное назначение расчётного годового графика притока воды.

Если имеются наблюдения над расходами воды за длительный период, то в основу расчёта кладётся график расходов среднего фиктивного гидрологического года с проверкой его на нескольких маловодных реальных годах, учитывая при этом как распределение стока, так и распределение потребления. В случае полного отсутствия гидрометрических наблюдений в основу расчёта объёма водохранилища кладутся типовые гидрографы распределения стока в году.

Последний случай будет иметь место чаще всего при проектировании гидростанций на малых реках.

При этом предварительно должна быть определена норма стока.

Определение необходимого объёма водохранилища при заданном потреблении может быть произведено двумя способами: 1) путём табличного расчёта и 2) графически, путём построения суммарной кривой притока и суммарной кривой потребления и их сопоставления.

Способ расчёта основан на сопоставлении графика притока с графиком потребления воды.

Все вычисления по определению полезного объёма водохранилища удобно располагать в виде таблицы 28.

За расчётную единицу времени приняты среднемесячные расходы. Если имеются данные наблюдений, лучше брать декадные или пятидневные расходы. Для каждого месяца вычисляются объёмы стока и потребления; далее вычитанием определяется объём избытка или недостатка стока (графы 7,8). В графе 9 произво-

Таблица 28

Месяцы	Число дней	Расход (в м³/сек.)		Объёмы (в млн. м³)		Разность (в млн. м³)		Сумма $\Sigma(S-П)$ (в млн. м³) (с I VII)	Наполнение водохранилища W (млн. м³)	Сброс (в млн. м³)
		Приток Q	Потребление q	Приток S	Потребление $П$	Избыток	Недостаток			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Январь	31	0,95	1,75	2,54	4,70	—	2,16	—7,64	4,74	0
Февраль	28	1,10	1,75	2,66	4,24	—	1,58	—9,22	1,58	0
Март	31	9,5	1,50	25,42	4,0	21,42	—	+12,20	9,22	12,20
Апрель	30	6,75	1,50	17,46	3,88	13,58	—	+25,78	9,22	13,58
Май	31	2,0	1,0	5,36	2,68	2,68	—	+28,46	9,22	2,68
Июнь	30	1,76	1,0	4,56	2,59	1,97	—	+30,43	9,22	1,97
Июль	31	1,25	1,40	3,34	3,80	—	0,46	—0,46	8,76	0
Август	31	1,16	1,60	3,10	4,28	—	1,18	—1,64	7,58	0
Сентябрь	30	1,08	1,50	2,80	3,90	—	1,10	—1,74	7,48	0
Октябрь	31	1,27	1,75	3,40	4,70	—	1,30	—3,04	6,18	0
Ноябрь	30	1,67	1,75	4,32	4,54	—	0,22	—3,26	5,96	0
Декабрь	31	1,30	1,75	3,48	4,70	—	1,22	—4,48	4,74	0
				78,44	48,01	39,65	9,22	—		30,43
						30,43				

дится суммирование ($S-П$), начиная с 1 июля, т. е. с начала периода недостатка воды.

Максимальный полезный объём водохранилища определяется суммой недостатков воды (графы 8), или наибольшей отрицательной величной (графы 9).

В данном случае максимальный полезный объём водохранилища определяется величиной 9,22 млн. м³ за февраль. Момент опорожнения водохранилища относится на конец февраля, а с марта начинается его наполнение.

Нужно различать следующие случаи работы водохранилища: 1) однотактная, 2) двухтактная и 3) многотактная.

Однотактная работа водохранилища характеризуется тем, что оно наполняется и опорожняется один раз за расчётный период. На рисунке 40 дано графическое представление однотактной работы водохранилища (*а*), где ломаная линия представляет график притока (гидрограф), а линия q — график потребления.

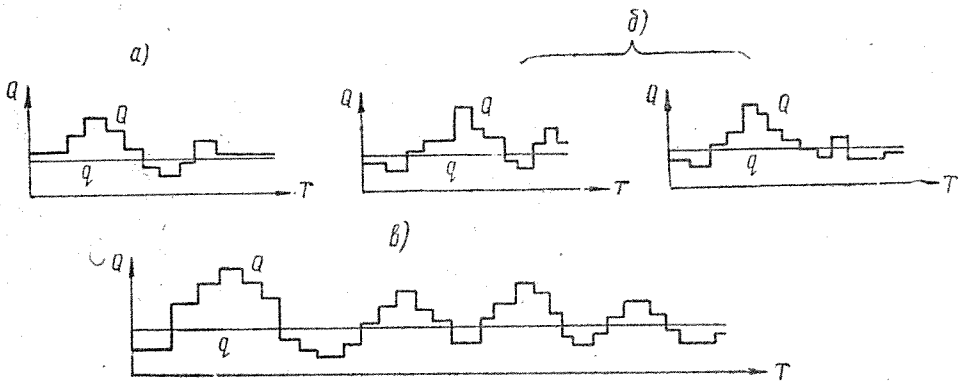


Рис. 40. Графики работы водохранилища:
а — однотактная; *б* — двухтактная — случай 1; случай 2; *в* — многотактная.

При двухтактной работе водохранилища *б* имеют место два последовательные периода избытка и недостатка; при этом возможны два случая: 1) каждый из избытков больше следующего недостатка; в этом случае расчётный объём водохранилища равен объёму большего из недостатков; 2) один из избытков меньше следующего недостатка; в этом случае расчётный объём водохранилища равен сумме обоих недостатков минус объём промежуточного избытка.

Пример многотактной работы изображён на рисунке 40-*в*.

Определив полезный объём водохранилища и момент его опорожнения, приступают к составлению графика его работы. График работы водохранилища представляется или в виде чертежа, или таблицы, которые показывают количество воды, находящееся в водохранилище в любой момент времени.

Зная объём воды в водохранилище, можно определить соответствующие площади его зеркала, глубину у плотины и другие данные, необходимые для подсчёта потерь на испарение, фильтрацию и т. д. Одновременно с графиком работы выясняется график сбросов излишней воды из водохранилища.

Пример построения такого графика (без учёта потерь) показан в той же таблице 28, дополненной двумя новыми графами, 10 и 11, показывающими имеющийся полезный объём водохранилища (его наполнение) и величину сбрасываемого расхода против потребного объёма.

Исходными данными для составления графика служат объём водохранилища в начале работы на 1 апреля, когда водохранилище наполнено, и объём на 1 марта, когда водохранилище опорожнено (считая только полезный объём).

Водохранилище, будучи наполнено за счёт паводка в марте, в дальнейшем, до 1 июля, работает на сброс, а с июля начинается его постепенная сработка, которая продолжается до конца февраля, когда водохранилище полностью опорожняется.

Следует отметить, что наполнение опорожнённого водохранилища может быть осуществлено разными способами, например:

1) стараться наполнить водохранилище как можно раньше, т. е. первым же паводком в марте, а затем держать его наполненным в течение возможно длительного периода;

2) наполнить водохранилище как можно позже, например, взять для наполнения июньскую воду.

Для приплотинных гидростанций первый способ имеет значительное преимущество, так как он даёт возможность работать гидростанции при наибольших напорах и тем самым увеличивать количество вырабатываемой энергии. Преимуществом второго способа является возможность промыва наносов в водохранилище.

Если в рассмотренном выше примере расчёта полезного объёма водохранилища расход q пред-

ставляет полезное потребление (нетто), то необходимо уточнить найденный полезный объём на величину соответствующих потерь. Объём потерянной воды подсчитается за те же интервалы времени, для которых были подсчитаны объёмы стока и потребления. Для определения объёма потерь необходимо знать: 1) норму потерь, т. е. слой воды, расходуемой на испарение, фильтрацию и ледообразование, или процент объёма воды, теряемой за рассматриваемый период времени; 2) размеры водохранилища на каждый рассматриваемый период времени (месяц), т. е. площадь зеркала и объёмы воды. Поэтому, прежде чем начать определение потерь, необходимо предварительно определить размеры водохранилища, сначала без учёта потерь, а затем уже с учётом потерь.

Можно рекомендовать следующий способ учёта потерь: 1) имея график работы водохранилища, составленный без учёта потерь, определяем для каждого рассматриваемого периода средний объём воды, находящийся в водохранилище на начало и конец периода; 2) по среднему объёму находим соответствующую площадь зеркала; 3) умножая слой испарения и фильтрации на площадь зеркала (или беря соответствующий процент потерь), находим объём потерь за каждый период; 4) найденные объёмы потерь прибавляем к потреблению нетто, получаем полное потребление брутто. После этого снова повторяем расчёт полезного объёма водохранилища и строим график его работы.

Для предварительных водохозяйственных расчётов учёт потерь можно вести упрощёнными способами. Наиболее простым является следующий. Зная по предварительному расчёту мёртвый и полезный объёмы, находим средний объём водохранилища. Этот объём вводится в расчёт при определении потерь на фильтрацию. Определяем среднюю площадь зеркала, отвечающую среднему объёму водохранилища. Принимая потери на испарение величиной определённого слоя, мы находим их величину; по средней площади зеркала определяются также и потери на ледообразование.

ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД РАСЧЁТА ВОДОХРАНИЛИЩ

Водохозяйственные расчёты по регулированию очень наглядно и удобно вести пользуясь интегральными или суммарными кривыми стока и потребления.

Интегральная кривая стока строится путём последовательного суммирования объёмов стока от какого-либо начального момента времени.

На оси абсцисс откладывается время, а в конце каждого интервала времени по оси ординат откладываются суммарные объёмы воды от начала отсчёта времени до конца рассматриваемого интервала.

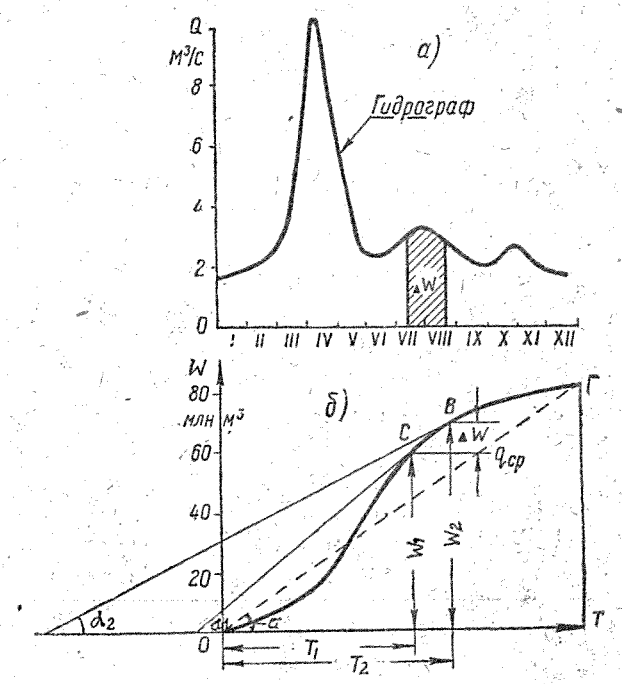


Рис. 41. Гидрограф реки (*а*) и интегральная кривая стока (*б*).

На рисунке 41 представлен годовой график расходов (гидрограф) и соответствующая интегральная (суммарная) кривая стока.

Интегральная кривая может быть построена при наличии данных за любой период (пятидневка, декада, месяц, год и многолетие).

Для построения интегральной или суммарной кривой обычно пользуются равенством:

$$W = \sum_{T_1}^{T_2} q\Delta t, \qquad (71)$$

где Δt — промежуток времени (день, декада, месяц и т. д.);

q — соответствующий данному времени расход в реке;

Σ — знак суммирования за период от T_1 до T_2.

Из способа построения интегральной кривой ясно, что каждая ордината такой кривой непо-

средственно даёт количество воды, которое протекло от начала рассматриваемого периода.

Объём воды, который протекал за любой промежуток времени, например от T_1 до T_2, определяется как разница ординат, взятых для конца и начала этого промежутка времени:

$$\Delta W = W_2 - W_1.$$

Если начало и конец интегральной кривой, построенной для какого-либо периода T, соединить прямой линией $OГ$, то такая прямая выражает средний расход за данный период, а величина этого расхода определится как частное от деления ординаты всего объёма ($ГТ$) на число секунд во всем периоде, т. е. тангенс угла:

$$\frac{ГТ}{OT} = \operatorname{tg}\alpha = q_{ср}.$$

Таким образом, тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведённой к любой точке кривой, определяет средний расход за время, соответствующее абсциссе точки касания.

Если угол наклона касательной α_2 будет меньше угла α, то и расход для данного момента (T_2) будет меньше среднего, и наоборот.

Следовательно, каждому расходу на интегральной кривой отвечает определённый угол или направление прямых линий. Исходя из этого, масштаб расходов может быть изображён в виде пучка прямых линий (рис. 42). Масштаб расходов строится по катетам прямоугольного треугольника; для этого за горизонтальный катет берётся определённое время T в секундах, а вертикальный катет — соответствующий этому времени объём стока для каждого интересующего нас расхода. Соединяя полученные точки треугольников, будем иметь масштаб расходов для данной интегральной кривой.

Имея интегральную кривую стока, построенную за определённый период, можно графически определить полезный объём водохранилища.

Расчёт основывается на перемещении на чертеже интегральной кривой, прямой, параллельной расчётному расходу, взятому из масштаба расходов, или же перемещении параллельно себе суммарной кривой потребления.

Так, например, если мы желаем зарегулировать годовой сток реки, с тем чтобы иметь постоянно обеспеченный расход $q_{ср}$, для этого нужно провести к интегральной кривой стока в её характерных точках A и B касательные, параллельные линии суммарного потребления $OГ$. Тот же результат будет получен, если к интегральной кривой в точках A и B провести касательные, параллельные соответствующему расчётному расходу q, взятому по масштабу расходов. Тогда величина полезного объёма водохранилища, потребная для регулирования расхода $q_{ср}$, определится как вертикальное расстояние между касательными ($W_{макс}$), охватывающими интегральную кривую стока, взятое в соответствующем масштабе.

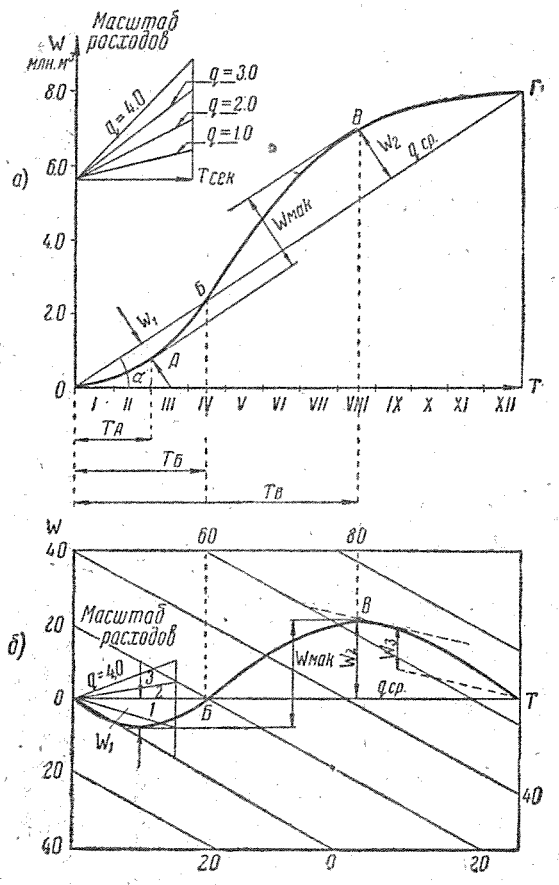


Рис. 42. Интегральная кривая стока в прямоугольных (*а*) и косоугольных координатах (*б*).

Действительно, от момента O до момента T_a расходы в реке меньше $q_{ср}$ (наклон интегральной кривой стока положе $q_{ср}$), и для обеспечения этого расхода нужно иметь водохранилище ёмкостью W_1, которое к моменту T_a было бы израсходовано.

Далее до момента T_B расходы в реке больше (кривая стока круче $OГ$), и водохранилище наполняется. Начиная с момента T_B расходы в реке снова меньше $q_{ср}$, поэтому идёт опорожнение водохранилища. Недостаток в стоке за этот период выражается объёмом W_2. Таким образом

для зарегулирования $q_{ср}$ нужно иметь водохранилище ёмкостью:

$$W_{макс} = W_1 + W_2.$$

В данном случае рассмотрена однотактная работа водохранилища.

На рисунке 43 дана схема работы водохранилища в два такта, при двух различных режимах. При одном режиме (*а*) в первом такте работы водохранилища нужно иметь объём W_1, а в другом такте W_2; расчётный объём должен равняться наибольшему из объёмов W_1 и W_2. При другом режиме (*б*) одно из пополнений меньше последующей недостачи; сначала имеем недостаток W_1, потом частичное пополнение W_2 и, наконец, опять недостаток W_3. Расчётный расход будет равен: $W = W_1 - W_2 + W_3$, т. е. равно вертикальному расстоянию между касательными, проведёнными через точки A и D, параллельными линии суммарного потребления.

Таким образом, при графическом расчёте полезный объём водохранилища (без учёта потерь) равен наибольшему вертикальному расстоянию, взятому в соответствующем масштабе, между касательными, проведёнными параллельно линии суммарного потребления (или соответствующим прямым по масштабу расходов): между самой верхней касательной и наиболее низкой

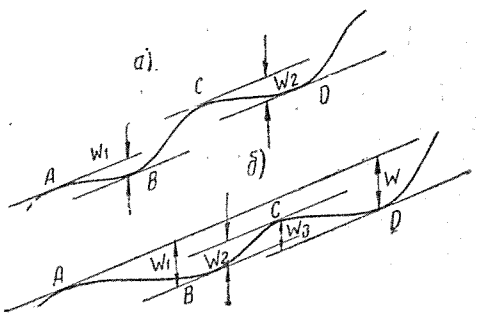


Рис. 43. Двухтактная работа водохранилища.

последующей, причём верхняя касательная на этом участке не должна пересекать кривой стока реки.

При этом нужно исследовать не только расчётный период, но также следующий за ним.

Если линия потребления не прямая, то весь ход расчётов остаётся без изменений, лишь несколько усложняется перенос отдельных участков линии сумарного потребления.

В этом случае линия потребления (обычно ломаная) должна лишь соприкасаться с отдельными точками интегральной кривой стока (рис. 44).

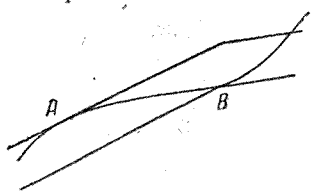


Рис. 44. Схема расчёта при неравномерном потреблении воды.

При крупном масштабе чертежа и многолетнем периоде регулирования интегральная кривая сильно вытягивается по диагонали чертежа, что неудобно и отражается на точности построений. Ввиду этого интегральную кривую часто строят в косоугольных координатах, что делает чертёж более компактным. В этом случае ось ординат оставляют вертикальной, а ось стоков направляют под углом наклона линии среднего расхода к горизонту в прямоугольной системе координат (см. рис. 42-*б*).

Для построения интегральной кривой можно пользоваться разностью стоков действительного и фиктивного, предполагая, что в течение всего времени протекает средний расход за весь рассматриваемый период. Для этого подсчитывают за весь период сток и определяют средний расход (годовой или многолетний). По среднему расходу за период подсчитывается суммарный фиктивный сток, после чего определяются разности между действительным и фиктивным стоками. Положительные разности откладываются в принятом масштабе вверх, а отрицательные — вниз.

Для графического определения расходов по интегральной кривой также строится лучевой масштаб расходов.

Пользуясь лучевым масштабом, по интегральной кривой можно определять величины зарегулированных расходов.

Если, например, желаем определить потребный полезный объём для зарегулирования обеспеченного в течение года расхода $Q = 1{,}0$ м³/сек., поступаем следующим образом.

К интегральной кривой проводится касательная, параллельная линии лучевого масштаба с $Q = 1{,}0$ м³/сек.

Такая же параллельная линия проводится из конца интегральной кривой (см. рис. 42-*б*).

Вертикальное расстояние между двумя проведёнными параллельными линиями в соответствующем масштабе определяет величину полезного объёма W_3 водохранилища, необходимого для зарегулирования расхода $Q = 1{,}0$ м³/сек.

ГЛАВА VI

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ

★

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТОВ

Для производства водохозяйственно-энергетических расчётов, связанных с проектированием малых гидростанций, необходимы следующие исходные данные:

1) сведения об естественных расходах воды и колебаниях уровней используемого водотока;

2) кривые зависимости между расходами воды и уровнями воды нижнего бьефа гидростанции

$$[Q=f(H)];$$

3) потребности в воде отдельных водопользователей (орошение, водоснабжение, лесосплав и пр.);

4) данные о потреблении электроэнергии (графики нагрузок);

5) характеристики водохранилища и возможности регулирования;

6) характеристики турбинного оборудования;

7) мощность располагаемого теплового резерва (если таковой имеется).

Для освоенных районов, располагающих ценными угодьями в зоне подпора водохранилища, нужно иметь также сведения о количестве и стоимости затапливаемых и заболачиваемых земель и строений. Эти сведения кладутся в основу выбора подпорной отметки водохранилища.

Работа гидростанции заключается в использовании энергии сосредоточенного падения воды.

Если на турбинах гидростанции используется расход воды в количестве Q м³/сек. при напоре H м, то мощность гидростанции на шинах генератора определится по формуле:

$$N=\frac{1000QH}{75\cdot 1{,}36}\eta_T\cdot\eta_Г\cdot\eta_П=9{,}81QH\eta_T\cdot\eta_Г\cdot\eta_П, \quad (72)$$

или

$$N=AQH, \quad (72)$$

где N — мощность гидростанции (в квт);
Q — расход воды через турбину в м³/сек.;
H — рабочий напор турбины в м;
η_T — коэфициент полезного действия (к. п. д.) турбины;
$\eta_Г$ — коэфициент полезного действия (к. п. д.) генератора;
$\eta_П$ — коэфициент полезного действия (к. п. д.) передачи;
A — множитель, величина которого, в зависимости от типа оборудования и способа его установки, принимается по таблице 29.

Таблица 29

Тип гидростанции	Значение множителя A
Гидростанция малой мощности при непосредственном соединении турбины с генератором	7,0
То же с ременной передачей	6,5
То же с зубчатой передачей	6,3
То же с двойной передачей .	6,0

ВЫБОР РАСЧЁТНОГО НАПОРА ГЭС

Выбор расчётного напора для гидростанций, располагаемых на равнинных реках, производится на основе учёта существующих гидросиловых установок (мельниц, ГЭС) и условий незатопления и неподтопления населённых пунктов и ценных сельскохозяйственных угодий, расположенных выше проектируемой ГЭС.

Следует также учитывать недопустимость по санитарным условиям создания пойменных водохранилищ с глубиной воды в них менее 0,50 м.

При постройке малых гидростанций на горных реках, имеющих большие уклоны, вопросы затопления обычно не влияют на выбор расчётного напора.

Напор гидростанции изменяется вместе с изменением горизонтов верхнего и нижнего бьефов; поэтому при подборе турбин вводится так называемый *расчётный напор.*

При наличии достаточных материалов по используемому водотоку [наличии расчётного гидрографа и кривых $Q = f(H)$], для определения расчётного напора турбин следует пользоваться формулой проф. Н. М. Щапова.

Если известны располагаемые расходы $Q_i = Q_1$; Q_2 в течение периодов времени $t_i = t_1$; t_2. . . при напорах $H_i = H_i$; H_2 . . . ., то

$$H_{расч.} = \frac{\Sigma Q_i H_i t_i}{\Sigma Q_i \cdot t_i} . \qquad (73)$$

В тех случаях, когда необходимые данные по водотоку отсутствуют, а есть лишь сведения о максимальном и минимальном напоре, расчётный напор для выбора турбин может быть определён по формуле Томана:

$$H_{расч.} = \frac{4H_{макс.}}{\left(\sqrt{\frac{H_{макс.}}{H_{мин.}}} + 1\right)^2} \leqslant \frac{H_{макс.} + H_{мин.}}{2} , \qquad (74)$$

где $H_{макс.}$ и $H_{мин.}$ — максимальный и минимальный напор нетто в м.

ВЫБОР УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И ЧИСЛА АГРЕГАТОВ

Наиболее обоснованный метод определения установленной мощности ГЭС предложен проф. Д. Л. Соколовским и основан на принципе максимального использования водотока и даёт вполне объективный критерий для выбора расчётного расхода.

Установленная мощность малых ГЭС, работающих без теплового резерва и не в каскаде станций, определяется по формуле:

$$N = AQ_0K_pH, \qquad (75)$$

или, при наличии суточного регулирования:

$$N = AQ_0K_pH\frac{24}{T}, \qquad (76)$$

где N — установленная мощность в киловаттах;

A — коэфициент, зависящий от способа соединения турбины с генератором, принимаемый по таблице 29;

Q_0 — средний многолетний расход в м³/сек. или норма стока;

K_p — расчётный модульный коэфициент, равный $\frac{Q_p}{Q_0}$;

Q_p — расчётный расход в м³/сек.;

H — расчётный напор в м;

T — число часов работы гидростанции в сутки.

Таким образом, весь вопрос сводится к определению коэфициента K_p. Величина K_p проф. Соколовским определяется по максимальному коэфициенту использования водотока, исходя из следующих соображений.

Кроме кривой обеспеченности расходов, вводятся ещё следующие две гидрологические характеристики использования водотока:

1) площадь кривой обеспеченности суточных расходов ω или площадь гидрографа данного расчётного расхода Q_p;

2) средняя длительность использования данного расхода P, которая представляет собой, геометрически, основание прямоугольника, равновеликого площади гидрографа до данного расхода K_p.

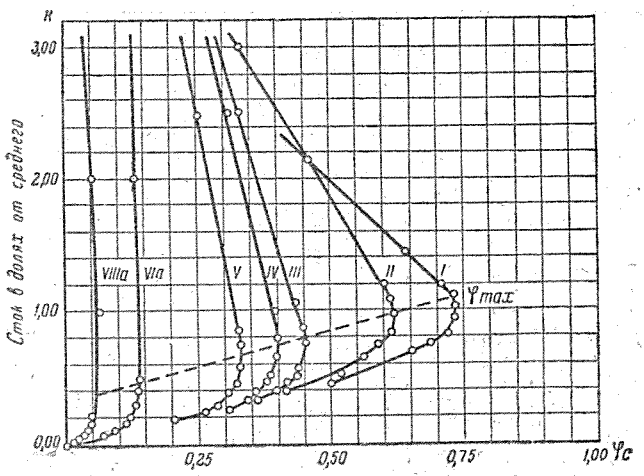


Рис. 45. Кривые суммарного коэфициента энергетического использования водотока.

Произведение указанных двух функций даёт третью кривую суммарного использования водотока, имеющую максимум, которому и соответствует максимальный коэфициент использования водотока и оптимальный расчётный расход.

На рисунке 45 представлены кривые суммарного коэфициента использования водотока для

различных типов рек. Эти кривые оказались плавно изменяющимися, с одним не резко выраженным максимумом, которому и соответствует значение расчётного расхода K_p.

В таблице 30 для различных типов режима рек приводятся максимальные коэфициенты использования водотока, оптимальные расчётные модульные коэфициенты K_p и соответствующие обеспеченности расходов в месяцах.

Таблица 30

Тип реки	Зона и степень озёрности	Максимальный коэфициент использования водотока $\varphi_{c\,макс}$	Оптимальный модульный коэфициент K_p	Расчётная обеспеченность (в месяцах)
	Лесная зона			
I	$a \geqslant 20\%$ . .	0,71—0,73	0,86—1,20	3—5
II	$20 > a > 10$.	0,60—0,62	0,85—1,20	3—5
III	$10 > a > 5$.	0,43—0,45	0,55—1,05	3—6
IV	$5 > a > 3$.	0,38—0,40	0,50—1,00	3—6
V	$3 > a > 1$.	0,31—0,33	0,45—0,85	3—6
VI	$a = 1$ . .	0,25—0,27	0,40—0,70	3—7
VII	Лесостепная зона	0,23—0,24	0,35—0,65	3—7
VIII	Степь	0,12—0,14	0,20—0,40	3—7
IX	Полупустыня .	—	—	—
X	Реки горных районов	0,41—0,43	0,50—1,50	3—7
XI	Реки Дальнего Востока . . .	0,24—0,27	0,42—1,32	3—7

Таким образом, несмотря на довольно резкое изменение оптимального значения коэфициента K_p от 0,86 до 1,20 для рек I типа и 0,20—0,40 для рек VIII типа, значение расчётной обеспеченности является наиболее устойчивой величиной, которая для всех типов рек равна в пределах 3—7 месяцев. Поэтому оптимальный расчётный расход, соответствующий максимальному коэфициенту использования водотока, может служить объективным критерием при гидроэнергетических расчётах малых ГЭС. Более осторожно будет принять за расчётную обеспеченность нижний предел, именно расход шестимесячной обеспеченности, за исключением озёрных рек, с озёрностью $a = 10\%$, для которых расчётная обеспеченность может быть принята 5—3 месяца, чему соответствует расчётный расход $K_p = 1{,}0$. Для степной зоны расчётный расход должен быть принят в пределах $K_p = 0{,}20$—$0{,}40$ от нормы.

При определении расчётного расхода по изложенному выше методу, расчётное значение K_p может значительно превысить зимний расход, поэтому рекомендуется установленную мощность использовать на нескольких агрегатах.

Число агрегатов в этом случае может быть определено по формуле Б. Е. Веденеева, которая имеет вид:

$$n = \frac{Q_p \cdot c}{Q_{мин}}, \qquad (77)$$

где Q_p — расчётный расход, соответствующий 6-месячной обеспеченности в м³/сек.;

$Q_{мин}$ — средний зимний расход маловодного года 90% обеспеченности, или же средний минимум, определяемый по таблице (18);

c — коэфициент, зависящий от быстроходности турбины, определяемый по универсальным характеристикам турбин. При отсутствии их в предварительных расчётах можно принимать следующие их значения:

быстроходность турбины $n_s = 100$; 300; 350; 375; 524;
коэфициент $c = 0{,}3$; 0,43; 0,50; 0,55; 0,77.

Последующей проверкой выбранного числа агрегатов служит возможность перекрытия графика нагрузки. Количество агрегатов должно быть выбрано таким образом, чтобы отдельные участки графика нагрузки могли быть перекрыты одной или несколькими турбинами; при этом они должны работать с открытием не менее половинного.

Следует всегда стремиться к однотипности агрегатов, что уменьшает стоимость их изготовления, упрощает эксплоатацию и допускает взаимозаменяемость частей.

Наконец, при выборе числа агрегатов следует считаться с возможностью получения достаточного числа оборотов турбин. Это требование важно потому, что для гидростанций малой мощности приходится пользоваться стандартными генераторами с числом оборотов 600—1 000 в минуту, а турбины при малых напорах не могут развить большое число оборотов. Увеличение числа оборотов может быть достигнуто двумя путями: уменьшением мощности турбин или увеличением их быстроходности.

Увеличения быстроходности можно достигнуть применением пропеллерных турбин, Каплана, Каплана-Томана и др.

Касаясь оценки приведённого метода определения установленной мощности, следует отметить,

что принцип максимального использования энергии водотока ведёт к чрезмерно-завышенной мощности гидростанции и малой обеспеченности её по времени. Постройка таких станций может быть оправдана лишь при наличии энергоёмких потребителей. Для тех сельскохозяйственных гидростанций, которые работают преимущественно на освещение, установленная мощность ГЭС, с учётом суточного регулирования, может быть определена по следующей формуле:

$$N = AQ_{зим} \cdot H \frac{24}{T} \text{ квт}, \qquad (77\text{-а})$$

где $Q_{зим}$ — средний месячный расход воды за период декабрь — февраль в м³/сек.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (76).

Если основные нагрузки падают на период лето — осень, то в формулу 77-а подставляется средний расход за этот период.

ГЛАВА VII

ПЛОТИНЫ

*

КЛАССИФИКАЦИЯ ПЛОТИН

По своему водохозяйственному назначению плотины разделяются на водохранилищные и водоподъёмные. Водохранилищные плотины служат для создания бассейнов в целях накапливания воды и последующего её расходования в соответствии с хозяйственными нуждами, нередко для регулирования стока реки, а водоподъёмные — для поднятия уровня воды в реке на некоторую высоту в пределах естественного русла и регулирования этого уровня, в зависимости от водохозяйственных нужд.

В зависимости от способа сброса воды из водохранилища, плотины разделяются на глухие, не допускающие перелива воды через гребень; водосливные, рассчитанные на перелив воды через гребень плотины; разборчатые (щитовые), у которых вода сбрасывается через отверстия плотины, перекрываемые щитами или шандорами. При постройке сельских ГЭС наибольшее применение имеют деревянные, земляные и каменные плотины, при сооружении которых широко используются местные строительные материалы.

ЗЕМЛЯНЫЕ ПЛОТИНЫ

Типы земляных плотин и требования, предъявляемые к ним

Земляные плотины являются самым дешёвым типом глухих плотин; они могут быть возведены в большинстве случаев из имеющихся на месте грунтов. Этим и объясняется широкое применение земляных плотин в сельском хозяйстве.

По роду материалов и конструкции земляные плотины разделяются на типы (рис. 46).

Тип I — из однородного грунта.

Тип II — из разнородного грунта.

Тип III — с наклонным экраном:

а) экран пластичный (обычно глиняный);

б) экран жёсткий (бетонная или железобетонная облицовка).

Тип IV — с вертикальным ядром или диафрагмой:

а) ядро пластичное (глиняное);

б) диафрагма жёсткая (бетон, камень или железобетон).

Выбор того или иного типа плотины зависит, главным образом, от геологических и гидрогеологических условий в основании плотины и

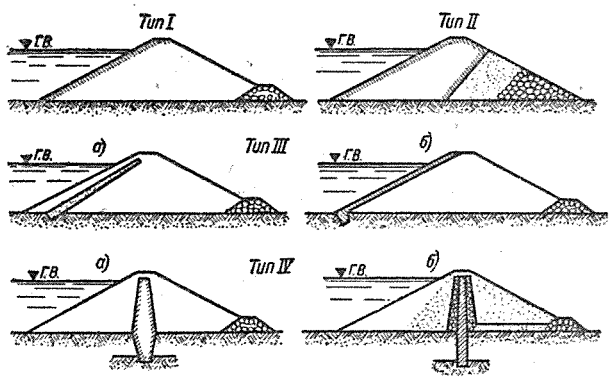


Рис. 46. Типы земляных плотин.

должен быть установлен в соответствии с экономическими и производственными условиями.

Если в основании плотины на небольшой (до 5 м), легко доступной глубине имеется мощный слой водоупорных грунтов (глина, суглинок), то могут быть применены любые из указанных выше типов плотин, за исключением типа IV-*б*.

Если же водоупорные грунты расположены на значительной глубине основания (более 5 м), то могут быть применены те же типы плотин, что и в вышеприведённом случае, но типы I, II, и III-*а* должны быть снабжены глиняным

понуром, глубоким зубом или шпунтовой стенкой, доходящей до водоупорного грунта. При развитом подземном контуре для указанного типа плотин понура можно не устраивать.

Помимо геологических условий, при выборе типа плотины следует руководствоваться наличием вблизи места постройки подходящих грунтов, необходимостью расположения в теле земляной плотины водопропускных сооружений, условиями производства работ и др. При проектировании и постройке земляных плотин должны быть выполнены следующие требования:

1) водосливные сооружения должны быть запроектированы таким образом, чтобы перелив воды через гребень плотины был невозможен;

2) скорости фильтрации через тело плотины должны быть таковы, чтобы перемещение частиц грунта и их вынос из тела плотины и основания были бы невозможны;

3) откосы плотины должны быть устойчивы и защищены от размывов.

Плотину следует, по возможности, располагать в наиболее узкой части долины, что даст наименьший объём работ. Ось плотины должна быть, по возможности, нормальна к общему направлению долины и течению реки. Окончательный выбор направления оси плотины должен быть решён в результате сравнения технико-экономических показателей различных вариантов.

Для возведения плотин типа I лучшими грунтами являются суглинистые, с отношением количества глины к песку от 1 : 1 до 1 : 2. При увеличении содержания песка в суглинке свыше 60%, как показали опыты, количество просачивающейся через плотину воды заметно возрастает. Применение для плотины чистой глины не рекомендуется, так как она при намокании расползается, при замерзании пучится, при высыхании даёт трещины.

Песчаные грунты обладают лёгкой водопроницаемостью, поэтому при возведении плотины из песка профиль её получается слишком распластанным, что сильно увеличивает объём работ. Однако применение песчаных грунтов для плотин даёт возможность возведения их отсыпкой насухо и в воду в любое время года.

Вообще же следует учитывать, что для возведения земляных плотин могут применяться только грунты, не содержащие значительного количества органических примесей и водорастворимых солей.

При определении ширины гребня плотины необходимо исходить из условий проезда по её верху и руководиться техническими условиями и правилами для проектирования автогужевых дорог. При отсутствии автогужевого движения ширину гребня плотины устанавливают: при высоте плотин до 10 м — не менее 2,5 м, а при высоте от 10 до 20 м — не менее 3,0 м.

Превышение гребня плотины над максимальным горизонтом водохранилища должно быть от 1 до 2,0 м. Для определения этой величины можно пользоваться формулой проф. Е. А. Замарина:

$$d_0 = 1{,}2 + 0{,}1L \text{ для } L \text{ до 5 км},$$
$$d_0 = 1{,}0 + 0{,}3\sqrt{L} \text{ для } L \text{ более 5 км}, \quad (78)$$

где d_0 — превышение гребня плотины над уровнем воды в м;

L — длина зеркала водохранилища в км.

В зависимости от рода грунта откосам плотины придают различные заложения.

Таблица 31

Грунты откосов	Заложение откосов		Примечание
	верховые	низовые	
Песчаные . .	4,5—3,5	3,0—2,5	Бо́льшие цифры соответствуют глубине воды 6 м, меньшие — меньшей глубине
Супесь	3,5—3,0	2,5—2,0	
Суглинок . .	3,0—2,5	2,0—1,5	

Для плотин с глубиной воды до 10 м верховые откосы делают ломаными; от верха плотины до половины её высоты откосы принимают по таблице 31, а внизу увеличивают на 0,5.

При низовых откосах на половине высоты плотины устраивают берму, шириной в 1—1,50 м. Для плотин высотой более 10 м устойчивость принятых откосов должна быть проверена расчётом.

Для защиты верхового откоса от действия волн и ледяного покрова устраивают крепление; наилучшим креплением следует считать покрытие камнем в плетнёвых клетках на слое щебня или гравия. Помимо указанных покрытий, могут применяться хворостяная выстилка на слое гравия, или покрытие фашинами по слою гравия с креплением кольями.

Низовые откосы плотин обычно закрепляются или укладкой дёрна в клетку с засевом клеток травами или только засевом трав. Гребень плотины следует покрывать одиночной мостовой на слое гравия или щебня.

Фильтрация через плотины

Вода, находящаяся в водохранилище, фильтрует (просачивается) через плотину, её основание и берега.

Под действием напора вода впитывается в грунт. Чем ниже к подошве, тем больше проникает воды внутрь плотины. Для плотин из однородного грунта, без дренажа, верхней границей фильтрации будет линия *а—б* (рис. 47). Эту линию называют *депрессионной кривой*.

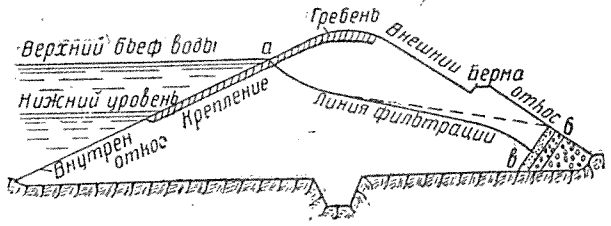


Рис. 47. Фильтрация воды через земляную плотину.

Ниже этой линии все поры грунта будут заполнены движущейся грунтовой водой, а выше будет грунтовая, так называемая капиллярная вода, которая заполняет только мелкие поры грунта и поднимается выше линии фильтрации в песках примерно на 0,5—0,6 м, а в суглинках — на 0,6—0,8 м.

Движение грунтовых вод подчинено закону Дарси и выражается следующим основным уравнением:

$$v = K \cdot I, \qquad (79)$$

где v — скорость движения воды;

K — коэфициент фильтрации, представляющий скорость фильтрации, при уклоне $I = 1$;

I — пьезометрический уклон или гидравлический градиент (уклон депрессионной кривой).

Коэфициент фильтрации K находится из опыта.

Для ориентировочных подсчётов, в таблице 32 даны коэфициенты фильтрации для однородных грунтов.

Уклон депрессионной кривой зависит от водопроницаемости грунта и тщательности работ. Чем лучше уплотнён грунт, тем круче будет проходить кривая депрессии.

Если депрессионная кривая пересечёт низовой откос, то будем иметь явление фильтрации воды или просачивания воды на низовом откосе под некоторым напором, что совершенно недопустимо, так как фильтрующаяся вода будет

Таблица 32

Коэфициенты фильтрации однородных грунтов

(по Замарину)

Наименование грунтов	*K* м/сутки
Крупный песок	100 и более
Средний »	10—60
Мелкий »	2—6
Супесь	0,3—1,0
Суглинок	0,1—0,3
Лёсс естественный . . .	0,3—0,15
» глинистый	0,004—0,02

вымывать частицы грунта, что может привести к разрушению откоса и самой плотины. Кроме того, капиллярная вода поднимается довольно высоко, а зимой может произойти её замерзание, что приведёт к образованию трещин, опасных для устойчивости плотины. Исходя из этого, уклон низового откоса назначается с таким расчётом, чтобы депрессионная линия не пересекала его, или же добиваются понижения её путём устройства дренажа. При устройстве дренажа кривая депрессии опустится и займёт положение *а—в* (рис. 47).

Дренажные устройства

Земляные плотины, как правило, должны быть снабжены дренажными устройствами, предохраняющими вымыв частиц грунта из плотины и обеспечивающими отвод фильтрующей воды через тело и основание плотины в нижний бьеф. Устройство дренажа также понижает положение кривой депрессии в теле плотины.

Конструкция дренажа и место его расположения в плотине зависят от типа плотины, наличия или отсутствия воды в нижнем бьефе, а также геологических и гидрогеологических условий. В плотинах, низовая часть которых выполняется из мелкозернистого материала (глина, суглинок, песок), устройство дренажа обязательно.

По конструкции различают следующие типы дренажа (рис. 48):

а) в виде призмы из каменной наброски, располагаемой у подошвы низового откоса и несколько вдвинутой в него; устраивается в плотинах, не имеющих экрана;

б) в виде банкета из каменной наброски, прислонённой к низовому откосу (прислонный дренаж); устраивается в плотинах с экраном;

в) трубчатый, или траншейный дренаж, устраивается на участках, где вода в нижнем бьефе отсутствует;

г) с применением фашин или хвороста.

На рисунке 49 даны разработанные Гидроэнергопроектом конструкции малых земляных плотин из однородного песчано-глинистого грунта для напоров до 5 м.

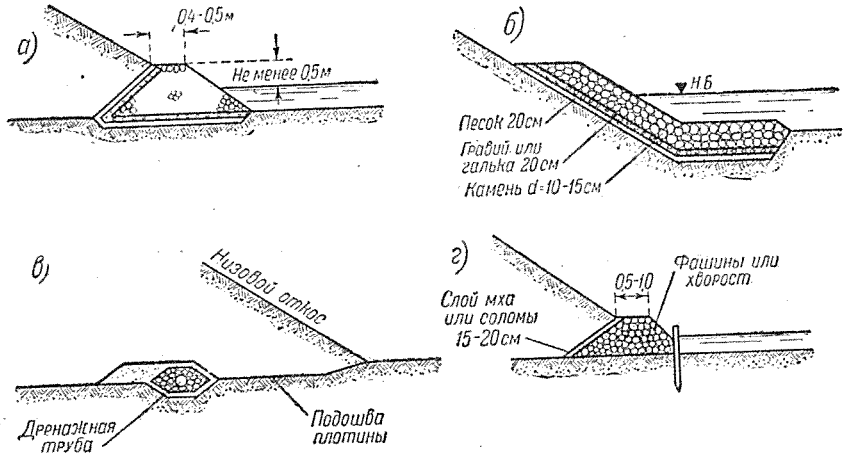


Рис. 48. Типы и конструкции дренажа.

На илистых и мелкопесчаных грунтах основания дренаж устраивается из трёх последовательно укрупняющихся слоёв песка, гравия, крупного гравия или щебня, толщиной по 20—30 см.

На песчаных грунтах основания устраиваются двухслойные фильтры за счёт исключения песчаного слоя. При устройстве фильтра отсыпкой в воду, толщина слоёв увеличивается до 30—40 см.

Высота дренажной призмы принимается не менее 0,2 максимального напора на плотину и не менее 0,8—1 м. Превышение гребня дренажной призмы над горизонтом нижнего бьефа для плотин III и IV классов капитальности должно быть не менее 0,50 м. В берегах дренажная призма обрывается на высоте нормального подпорного горизонта.

Типовые примеры устройства земляных плотин

Конструкции земляных плотин весьма многообразны. В каждом отдельном случае наиболее рациональный тип их определяется: геологическими условиями, наличными местными материалами и экономическими соображениями. Имеется целый ряд разработанных типовых проектов земляных плотин, которыми и рекомендуется пользоваться при соответствующих геологических и гидрогеологических условиях местности.

Ширина плотин по гребню во всех плотинах принята в размере 3,0 м. Если по гребню плотины проектируется проезжая дорога, то ширина гребня плотины устанавливается в зависимости от технического класса дороги.

Крепление напорного откоса плотин показано одиночной мостовой. Однако наиболее надёжным креплением следует считать каменную наброску в плетнёвых клетках, толщиной в 0,40—0,50 м по слою гравия или щебня.

У низового откоса предусмотрена дренажная каменная призма с обратным фильтром в три слоя, общей толщиной в 0,60 м.

Ниже приводится таблица 33 объёмов работ, потребных стройматериалов и рабочей силы на 1 погонный метр плотины.

На рисунке 50 даны конструкции земляных плотин из песчаного грунта.

При возведении земляной плотины типа *в* (рисунок 50) насухо, шпунт может быть заменён глиняным зубом (показан пунктиром). Забивка шпунтов возможна и при большей глубине залегания водоупора (до 3—3,5 м).

Для устройства экранов и понуров применяются глины и суглинки, имеющие в естественном состоянии достаточную влажность. Экраны устраиваются в плотинах, имеющих высоту не менее 4,0 м.

Ниже приводится таблица 34 объёмов работ, потребных стройматериалов и рабочей силы на 1 погонный метр длины плотин на рис. 50.

Крепление откосов земляных плотин

Для защиты откосов плотины от воздействия волн, ледяного покрова, атмосферных осадков и пр. должны быть предусмотрены специальные крепления.

ся растительным покровом, дёрном в клетку, каменными клетками в канавках с засевом травой и др.

Низовой откос из крупного песка, гальки, гравия может быть оставлен без крепления.

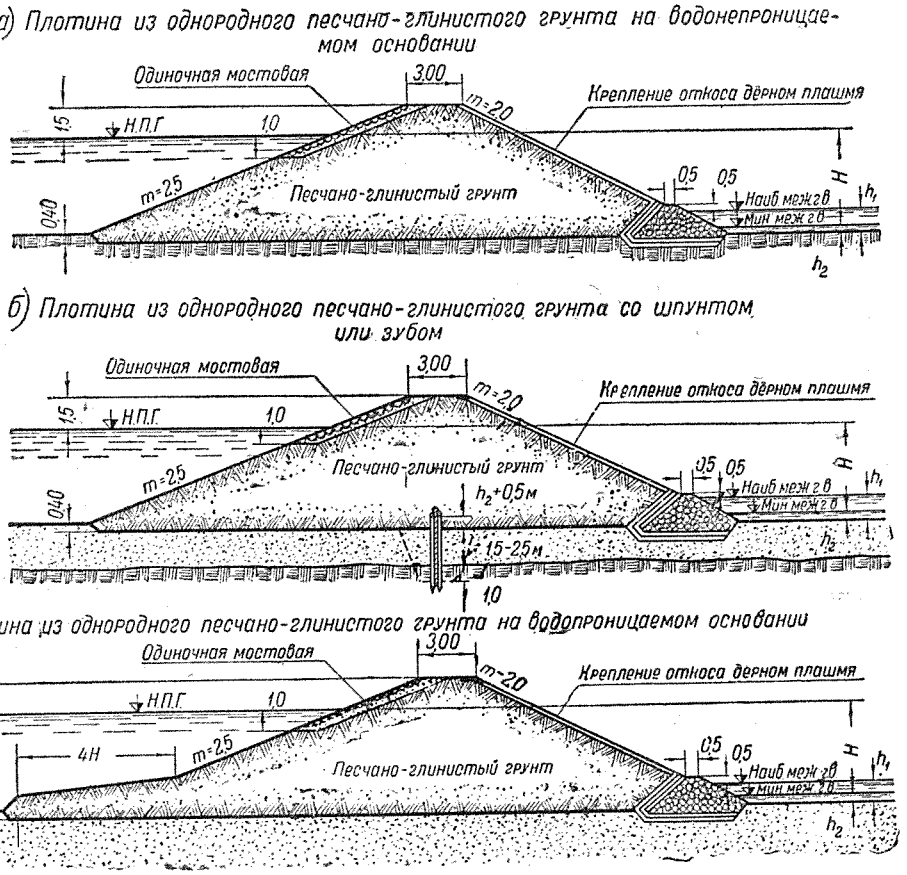


Рис. 49. Типовые примеры земляных плотин из песчано-глинистых грунтов.

Наилучшим креплением верхового откоса следует считать покрытие его камнем в плетнёвых клетках на слое щебня или гравия.

В зависимости от наличия на месте материалов и ответственности сооружения можно рекомендовать следующие типы крепления верхового откоса (рис. 51).

В зоне действия льда или сильного волнения, ограниченного сверху расстоянием в 1 м выше горизонта ледохода, а снизу — расстоянием в 1—1,50 м ниже наинизшего горизонта воды, крепление верхового откоса назначается усиленного типа.

Низовой откос земляной плотины покрывает-

При наличии воды в нижнем бьефе, низовой откос крепится одним из типов крепления верхового откоса на 0,5—0,7 м выше уровня нижнего бьефа.

Крепление гребня плотины следует производить одиночной мостовой по слою щебня или гравия.

Водопропускные сооружения

Водопропускные сооружения, устраиваемые при земляных плотинах, разделяются на *водосбросы* и *водоспуски*.

Водосбросы предназначаются для сброса паводковых вод, льда и плавающих тел. По своей

конструкции они разделяются на следующие типы: водосливы, быстротоки, перепады и т. д. Водосбросы обычно располагаются в стороне плотины, в обход её.

Водоспуски обычно располагаются в теле земляной плотины. Различают открытые и донные водоспуски. На рисунке 52 дана схема деревянного водоспуска в теле земляной плотины.

дослива, с расположением гребня ниже отметки НПГ, или сифонного типа водослива является необходимым в тех случаях, когда возможность повышения уровня воды в водохранилище выше НПГ исключается. Однако на практике этот тип водослива имеет широкое применение и при отсутствии указанного условия, особенно при водохранилищах, устраиваемых при гидростанциях.

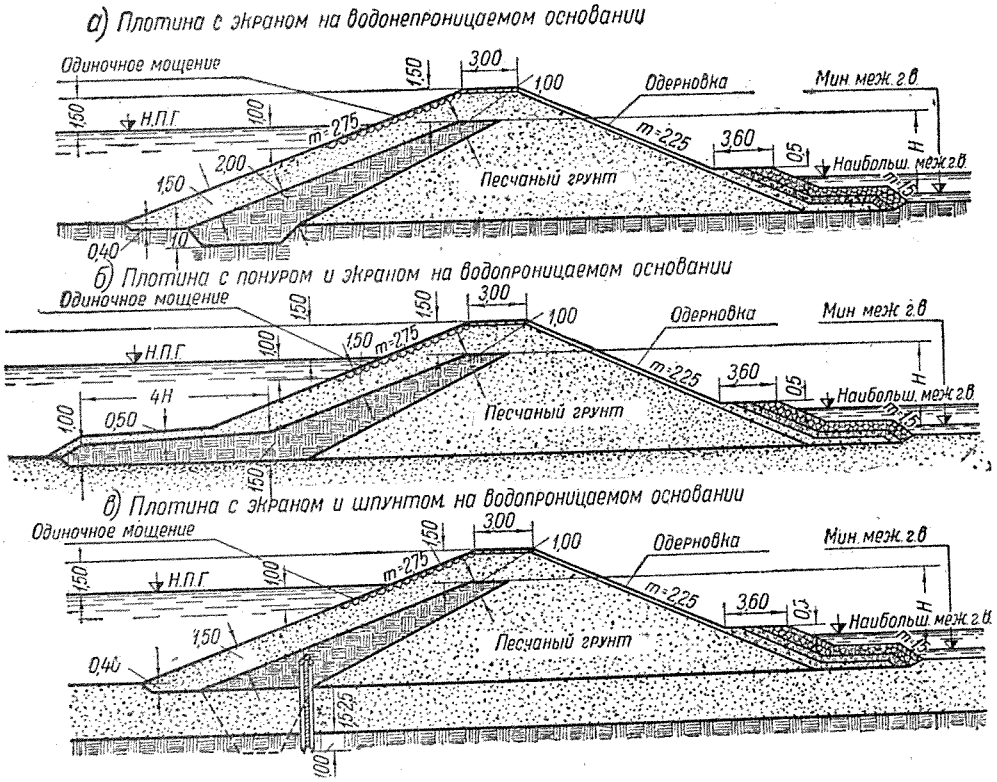


Рис. 50. Типовые примеры земляных плотин из песчаного грунта.

При выборе типа водопропускных сооружений следует руководствоваться следующим: при расходах до 4—5 м³/сек. сброс паводков целесообразно производить донными водоспусками; при паводковых расходах более 4—5 м³/сек. целесообразно устройство самостоятельных водосбросных сооружений или открытых водоспусков.

При наличии быстро наступающих паводков и допустимости повышения уровней воды в водохранилище, может быть применён свободный тип водослива, с расположением гребня его на отметке нормального подпёртого горизонта (НПГ).

Применение разборчатого (щитового) типа водослива, с расположением гребня ниже отметки НПГ, или сифонного типа водослива является необходимым в тех случаях, когда возможность повышения уровня воды в водохранилище выше НПГ исключается. Однако на практике этот тип водослива имеет широкое применение и при отсутствии указанного условия, особенно при водохранилищах, устраиваемых при гидростанциях.

Наличие щитов на водосливе даёт возможность производить накапливание воды для суточного регулирования.

При проектировании водосбросных сооружений следует широко пользоваться типовыми проектами (например, «Атлас типовых проектов земляных плотин, водосбросов и водоспусков к ним сельскохозяйственного значения», Гидропроиз, 1936 г.).

На рисунке 53 представлен каменный быстроток в плетнёвых клетках для расходов воды от 4 до 15 м³/сек.

Напор на пороге водосброса H от 0,5 до 1,0 м, ширина от 3 до 14 м для перепадов от 2 до 8 м и уклонов от 0,10 до 0,15.

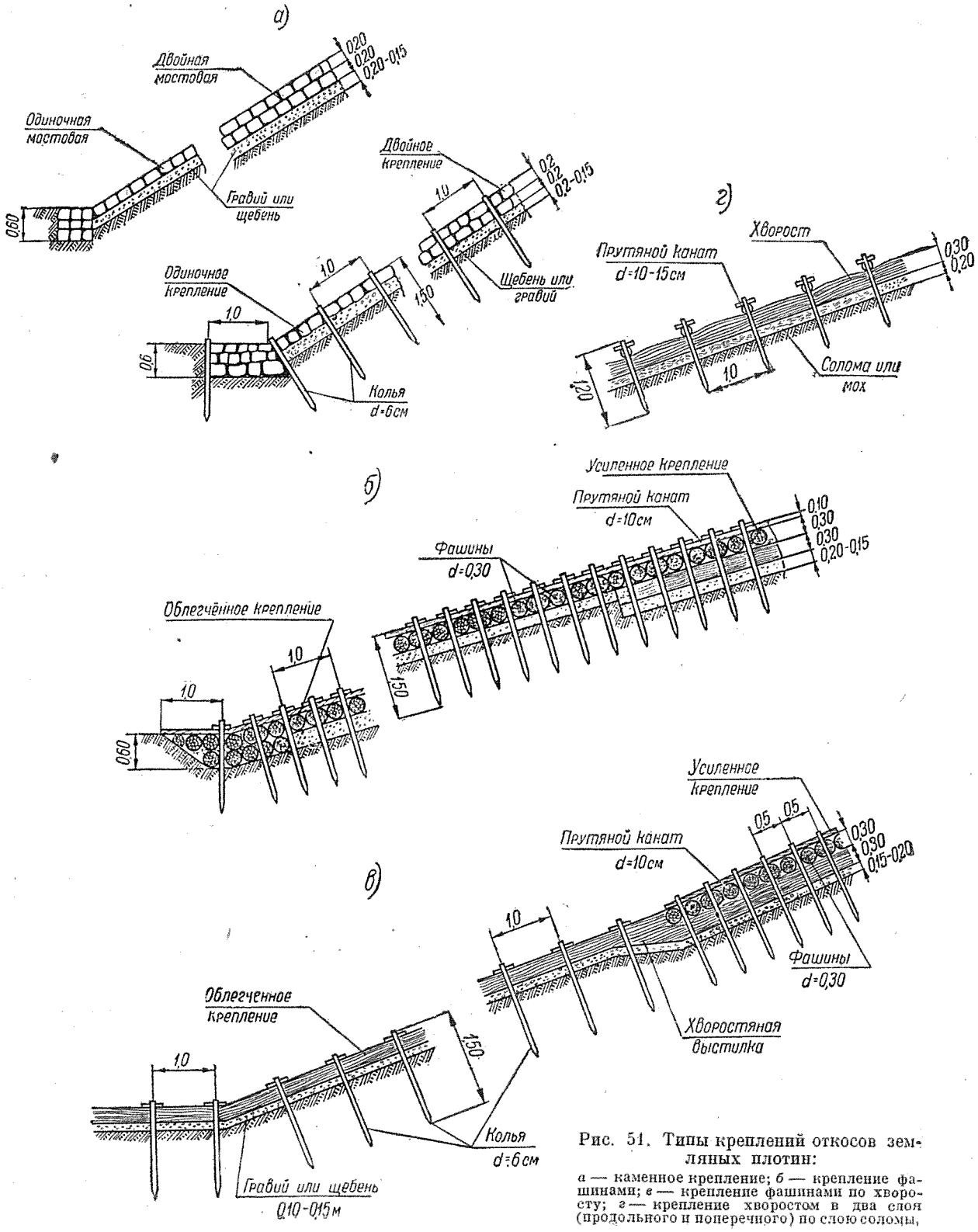


Рис. 51. Типы креплений откосов земляных плотин:

а — каменное крепление; *б* — крепление фашинами; *в* — крепление фашинами по хворосту; *г* — крепление хворостом в два слоя (продольного и поперечного) по слою соломы.

Таблица 33

Таблица объёмов работ, потребных стройматериалов и рабочей силы на 1 п. м плотины

Высота плотины (м)	Тип плотины (по рис. 49)	Объём выемки растительного слоя (м³)	Объём песчано-глинистого грунта (м³)	Объём дренажной призмы (м³)	Объём обратного фильтра (м³)	Площадь крепления верхового откоса (м²)	Площадь крепления низового откоса (м²)	Объём круглого леса (м³)	Объём пиленого леса (м³)	Количество потребной раб. силы (в чел.-дн.)
2	*а*	6,4	12,2	—	—	5,40	4,0	—	—	8
	б	6,4	15,6	—	—	5,40	4,0	0,61	0,70	15
	в	7,2	30,0	—	—	5,40	4,0	—	—	11
3	*а*	8,8	38,8	4,0	4,92	6,7	3,0	—	—	31
	б	8,8	42,2	4,0	4,92	6,7	3,0	0,61	0,70	36
	в	10,0	56,1	4,0	4,92	6,7	3,0	—	—	35
4	*а*	10,6	50,5	6,5	6,19	6,7	4,0	—	—	50
	б	10,6	53,9	6,5	6,19	6,7	4,0	0,61	0,70	46
	в	12,2	68,1	6,5	6,19	6,7	4,0	—	—	47
5	*а*	12,4	75,8	6,5	6,19	6,7	6,0	—	—	47
	б	12,4	79,2	6,5	6,19	6,7	6,0	0,61	0,70	54
	в	14,4	93,9	6,5	6,19	6,7	6,0	—	—	51
6	*а*	14,2	110,6	6,5	6,19	6,7	8,0	—	—	54
	б	14,2	114,0	6,5	6,19	6,7	8,0	0,61	0,70	62
	в	16,6	128,6	6,5	6,19	6,7	8,0	—	—	58
7	*а*	16,0	144,3	6,5	6,19	6,7	10,0	—	—	61
	б	16,0	147,7	6,5	6,19	6,7	10,0	0,61	0,70	68
	в	18,8	163,1	6,5	6,19	6,7	10,0	—	—	66

Примечание. Объём выемки определён из предположения расчистки под основание плотины на глубину 0,40 м.

Естественные водосбросы

Главнейшим достоинством естественных водосбросов является простота их устройства и дешевизна по сравнению с другими типами водопропускных сооружений.

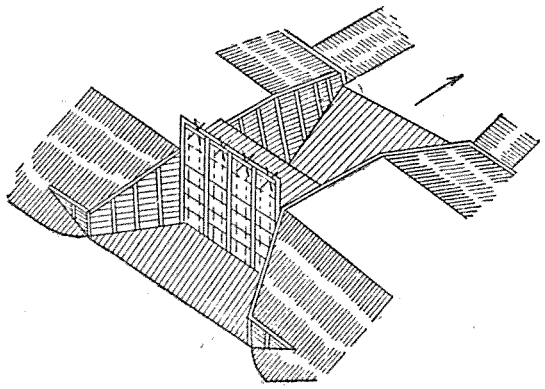


Рис. 52. Схема деревянного водоспуска в теле земляной плотины.

При благоприятных топографических и геологических условиях местности, для сброса паводковых расходов можно воспользоваться удачно расположенными по соседству с плотиной балками или пойменным участком русла реки (рис. 54).

Практика постройки и эксплоатации естественных водосбросов показывает, что наиболее ответственной их частью является место сопряжения водосброса с отводящим руслом, где чаще всего и происходит разрушение (рис. 55).

Одной из главных причин размыва существующих водосбросов является преувеличение значений безопасных скоростей для грунтов его дна и стенок. Поэтому назначение допускаемой скорости нужно брать, считаясь с опытом эксплоатации, и на основе материалов обследования грунтов по длине трассы водосброса. Определённая по данному расходу и живому сечению скорость должна быть меньше или равна допускаемой. В концевой части естественного водосброса обычно имеет место неравномерный режим, с глубиной воды, равной или менее $h_{кр}$. Поэтому для предохранения от размыва концевого участка водосброса требуется его крепление. По типу сопряжения струи, водосливы

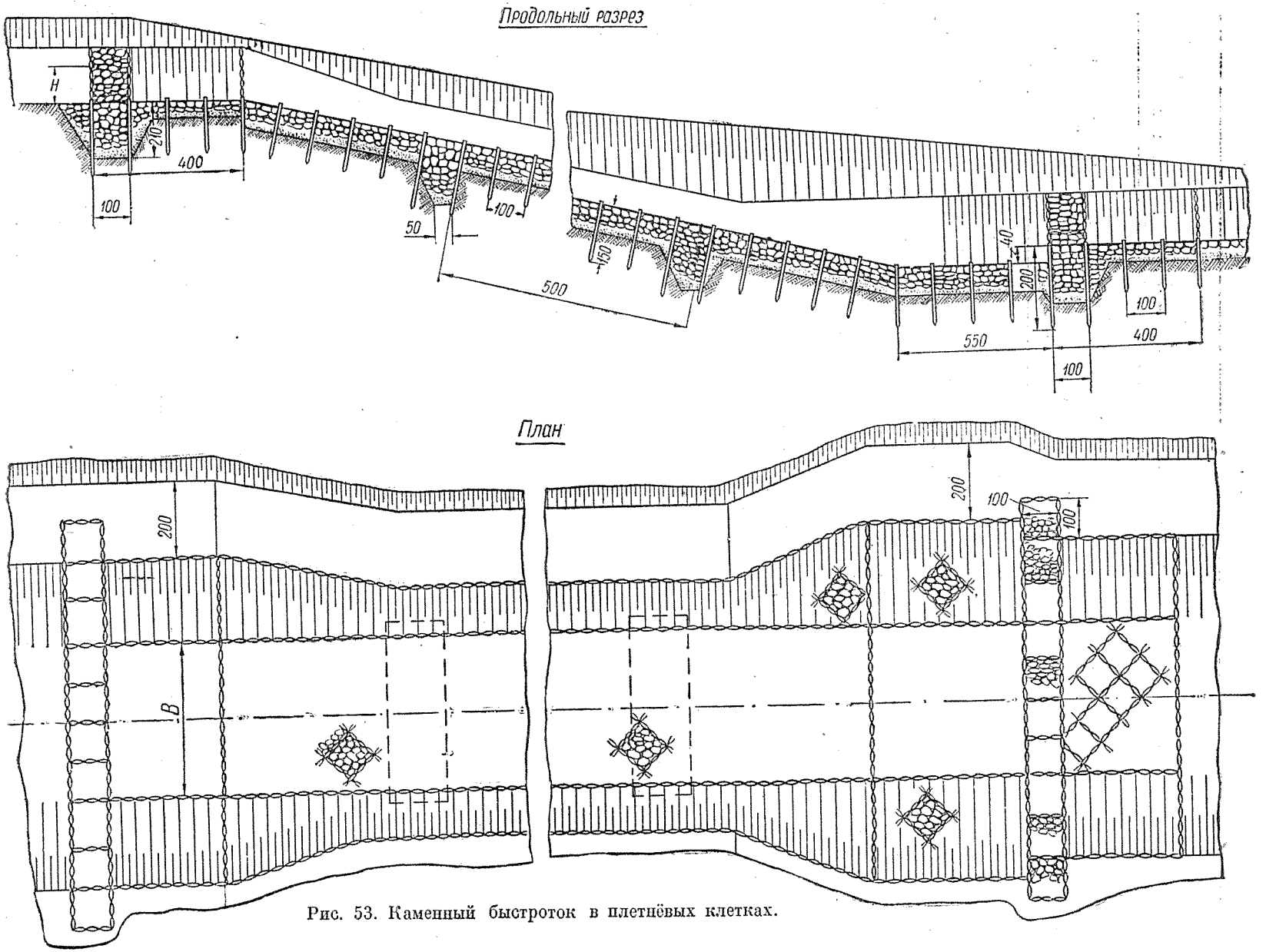


Рис. 53. Каменный быстроток в плетнёвых клетках.

Таблица 34

Таблица объёмов работ, потребных стройматериалов и рабочей силы на 1 п. м плотины

Высота плотины (м)	Тип плотины (по рис. 50)	Выемка (м³)	Насыпь песчаного грунта (м³)	Насыпь глинистого грунта (м³)	Обратный фильтр (м³)	Каменная призма (м³)	Площадь крепления одиночной мостовой (м²)	Площадь одерновки (м²)	Лесоматериалы (м³)	Рабочая сила (вчел.-дн.)
2	*а*	4,7	21,5	—	—	—	6,5	8,0	—	9,0
	б	5,0	21,5	—	—	—	6,5	8,0	—	9,0
	в	4,7	21,5	—	—	—	6,5	8,0	0,61/0,7	16,0
3	*а*	6,7	37,7	—	4,49	3,65	7,0	10,2	—	25,0
	б	6,7	37,7	—	4,49	3,65	7,0	10,2	—	25,0
	в	6,7	37,7	—	4,49	3,65	7,0	10,2	0,61/0,7	31,0
4	*а*	8,7	57,7	9,0	5,12	4,4	7,0	12,6	—	32,0
	б	8,7	57,7	9,0	5,12	4,4	7,0	12,6	—	32,0
	в	8,7	57,7	9,0	5,12	4,4	7,0	12,6	0,61/0,7	40,0
5	*а*	10,7	82,1	13,6	5,12	4,4	7,0	14,6	—	38,0
	б	17,1	80,0	25,6	5,12	4,4	7,0	14,6	—	45,0
	в	10,7	82,1	13,6	5,12	4,4	7,0	14,6	0,61/0,7	44,0
6	*а*	12,7	112,7	17,0	5,12	4,4	7,0	14,6	—	54,0
	б	20,0	113,0	34,0	5,12	4,4	7,0	14,6	—	60,0
	в	12,7	112,7	17,0	5,12	4,4	7,0	14,6	0,61/0,7	58,0
7	*а*	14,7	143,7	25	5,12	4,4	7,0	14,6	—	63,0
	б	22,7	146,0	46,5	5,12	4,4	7,0	14,6	—	66,0
	в	14,7	143,7	25	5,12	4,4	7,0	14,6	0,61/0,7	64,0

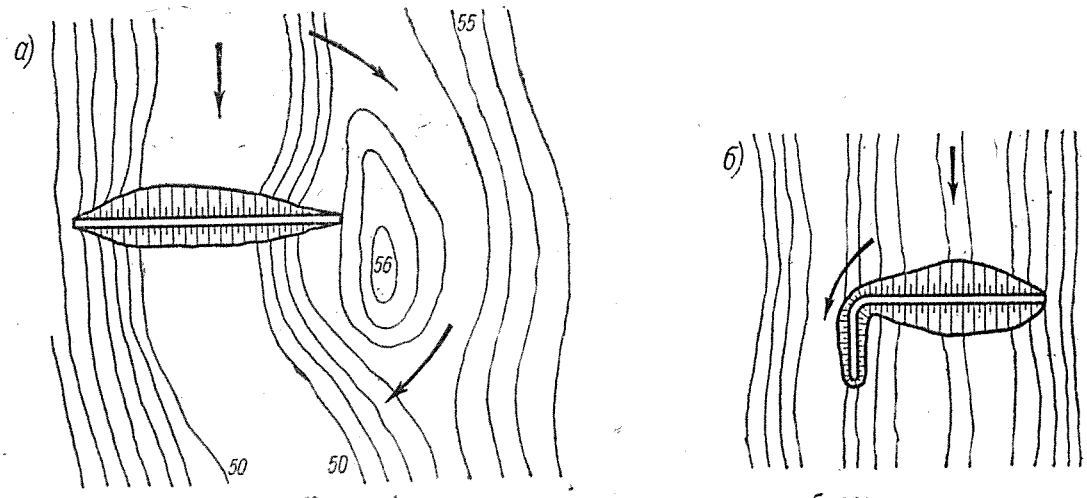


Рис. 54. Примеры устройства естественного водосброса.

разделяются на незатопленные и затопленные. На пороге незатопленного водослива устанавливается критическая глубина $h_{кр} \leqslant h$;

$$h_{кр} = 0{,}6\, H_0.$$

В затопленном водосливе глубина на пороге будет больше критической: $h > h_{кр}$.

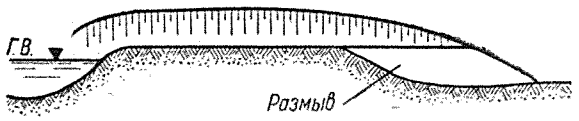
Расчёт водослива производится на пропуск максимального паводкового расхода воды расчётной обеспеченности, принятой для данного сооружения.

Расход через незатопленный прямоугольный водослив с широким порогом определяется по формуле:

$$Q = mb_0\sqrt{2g}\,H_0^{3/2}, \qquad (80)$$

где Q — расход в м³/сек.;
m — коэфициент расхода, который для плавного входа можно считать $m=0{,}35$.

$$H_0 = H + \frac{v_0^2}{2g},$$



Определение расхода через затопляемый водослив с широким порогом производится по формуле:

$$Q = \varphi \cdot b_0 \cdot h\sqrt{2gz_0}, \qquad (82)$$

где φ — коэфициент расхода, который для плавного входа можно принимать $\varphi=0{,}92$;
h — глубина на пороге водослива;

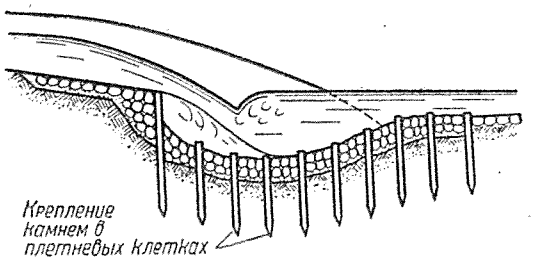


Рис. 55. Разрушение (размыв) естественного водосброса и крепления его низовой части.

где H — напор на пороге в м;
v_0 — скорость подхода потока к водосливу в м/сек. (при $v_0<0{,}5$ м/сек. v_0 в расчёт не вводится) тогда $H_0=H$;
b_0 — ширина отверстия водослива в сжатом сечении в м.

При плавном входе потока в водослив можно считать $b_0 = b$, т. е. равной ширине отверстия водослива. При наличии в пролёте водослива устоев и бычков

$$b = b_0 + 0{,}1\xi \cdot sH_0, \qquad (81)$$

где s — число отдельных «сжатий»; так для однопролетного водослива с устоями $s=2$; при пяти пролетах $s=2\times 5=10$;
ξ — коэфициент, зависящий от степени сжатия.

Для весьма плавной формы бычков и устоев $\xi=0{,}40$; для прямоугольной формы $\xi=1$ и треугольной $\xi=0{,}70$.

Если водослив (или плотина) по ширине разбивается промежуточными стойками на ряд более мелких частей, то примерно полагают в среднем $b_0 = \varepsilon b$, где $\varepsilon = 0{,}95—0{,}85$, в зависимости от степени стеснения потока.

z_0 — перепад; $z_0 = z + \frac{v_0^2}{2g}$; при $v_0=0$; $z_0 = z = H - h$.

Определение расхода через незатопленный трапецоидальный водослив с широким порогом производится по формуле:

$$Q = m\varepsilon b_{cp}\sqrt{2g}\,H_0^{3/2}, \qquad (83)$$

где $b_{cp}=b+nh_{kp}$; ab — ширина водослива по дну;
n — коэфициент откосов; h_{kp} — критическая глубина на пороге, равная $h_{kp}=kH_0$, где k зависит от формы сечения и принимается равным (при $\varphi=0{,}95$)

$\mu=\frac{n H_0}{b_{cp}}$	0,05	0,10	0,20	0,50	1,0	1,3
k	0,65	0,657	0,67	0,71	0,76	0,78

Остальные обозначения — что и в формуле 80.

Определение расхода через затопленный трапецоидальный водослив производится по формуле:

$$Q = \varphi\varepsilon h\,(b + nh)\sqrt{2gz}, \qquad (84)$$

где $\varphi = 0{,}92—0{,}95$; остальные обозначения прежние.

Расход через незатопленный параболический водослив с широким порогом определяется по

формуле:

$$Q = m\frac{2}{3}B\sqrt{2g}H^{3/2}, \qquad (85)$$

где B — ширина водослива по верху.

Для плавного входа $\varphi=0{,}92$, тогда $m=0{,}34$.

Критическая глубина на пороге параболического водослива будет: $h_{кр}=0{,}72\,H$.

Для параболического водослива глубина h и соответствующая ей ширина сечения по верху B связаны зависимостью:

$$h = pB^2, \qquad (86)$$

где p — является постоянной величиной.

Расход через затопленный параболический водослив с широким порогом определяется по формуле:

$$Q = \varphi\frac{2}{3}pB\sqrt{2gz_0}, \qquad (87)$$

где $\varphi=0{,}82-0{,}95$.

Определение гидравлических элементов водосбросов при наличии равномерного движения в них производится по формуле Шези:

$$Q = \omega C\sqrt{Ri}, \qquad (88)$$

где Q — расход в м³/сек.;
ω — площадь сечения в м²;
C — коэфициент Шези;
R — гидравлический радиус;
i — уклон дна водосброса.

Обычно задана глубина канала h; ширину по дну находят подбором или графически, пользуясь графиком $Q = f(b)$. Затем находится средняя скорость, которую нужно сравнить с допускаемой.

Уклон дна находится по формуле:

$$i = \frac{Q^2}{\omega^2 C^2 R}. \qquad (89)$$

Для широких параболических русел естественных водосбросов принимать:

$$\omega = \frac{2}{3}Bh; \quad \chi \cong B; \quad R = \frac{2}{3}h. \qquad (90)$$

ФАШИННО-ХВОРОСТЯНЫЕ ПЛОТИНЫ

Фашинно-хворостяные плотины устраиваются для напоров до 3 м при недостатке вблизи выбранного створа достаточного количества суглинка или камня, но при наличии ивового или другого хвороста.

Возведение их возможно на любых грунтах основания.

По своей конструкции они могут быть выполнены или из горизонтально уложенных слоев фашин или хвороста, или из наклонных.

Значительный интерес представляет водосливная плотина из наклонных фашин, предложенная проф. С. В. Избаш. По своей конструкции плотина состоит из наклонно уложенных лёгких фашин, диаметром 0,25—0,30 м, длиной от 2,5 до 6,5 м, пригружаемых сверху грунтом с соломой и камнем (рис. 56-*б*).

Общая толщина слоя пригрузки составляет 10—15 см. Фашины укладываются под углом от 30 до 40°, комлем, направленным к водосливной грани. Упором фашинной кладки служит ряж американской рубки, загруженный камнем. Комли фашин образуют ступенчатую водосливную поверхность плотины. Ряж служит одновременно упором водосливной части плотины и водоотбойным носком для создания поверхностного режима в нижнем бьефе. Для создания водонепроницаемости плотины, у верхового откоса её поверх фашин укладывается слой соломы, мха или навоза в 15—20 см, с последующей укладкой соломенных матов и отсыпкой суглинка. Укладка соломенных матов вызывается необходимостью удержания от выноса суглинка, который отсыпается со стороны верхового откоса в качестве противофильтрационного экрана.

Для предупреждения размыва основания плотины по контакту с фашинной кладкой, в русловой части плотины укладывается хворостяной тюфяк толщиной в 0,40 м, а на береговых склонах устраиваются траншеи глубиной в 0,8—1,0 м с заполнением их глиной (замок). Кроме того, по береговому склону по подошве плотины устраивается выстилка хвороста толщиной в 30 см по слою соломы или мха в 15—20 см.

По гребню (вдоль оси) плотина имеет трапецоидальную форму с пологими откосами (1: 5). Максимальный расход паводка $Q = 30$ м³/сек. проходит с напором на гребне в 1,25 м.

Крепление дна нижнего бьефа осуществляется хворостяным тюфяком, пригружённым камнем. Берега в нижнем бьефе укрепляются хворостяной выстилкой толщиной слоя в 30 см по слою соломы или мха в 15—20 см, прижимаемыми жердями и кольями. Непосредственно за ряжем и комлями хвороста, уложенными по склонам берегов, производится каменная отсыпка, являющаяся дополнительным мероприятием к предупреждению размыва вблизи плотины.

В приведённой ниже таблице даются объёмы работ и количество потребных материалов (в заготовке), необходимых для постройки фашин-

но-грунтовой плотины. Объёмы работ и потребность материалов определены по чертежам технического проекта, с введением соответствующих коэфициентов, учитывающих увеличение объёма материалов при их заготовке.

ДЕРЕВЯННЫЕ ПЛОТИНЫ

Деревянные плотины имеют большое распространение, особенно в районах, богатых лесом. Там, где лес является местным материалом и его доставка не связана с большими затруднениями, стоимость сооружения деревянных плотин невысока; стройтельство их можно вести круглый год и обычно местными силами.

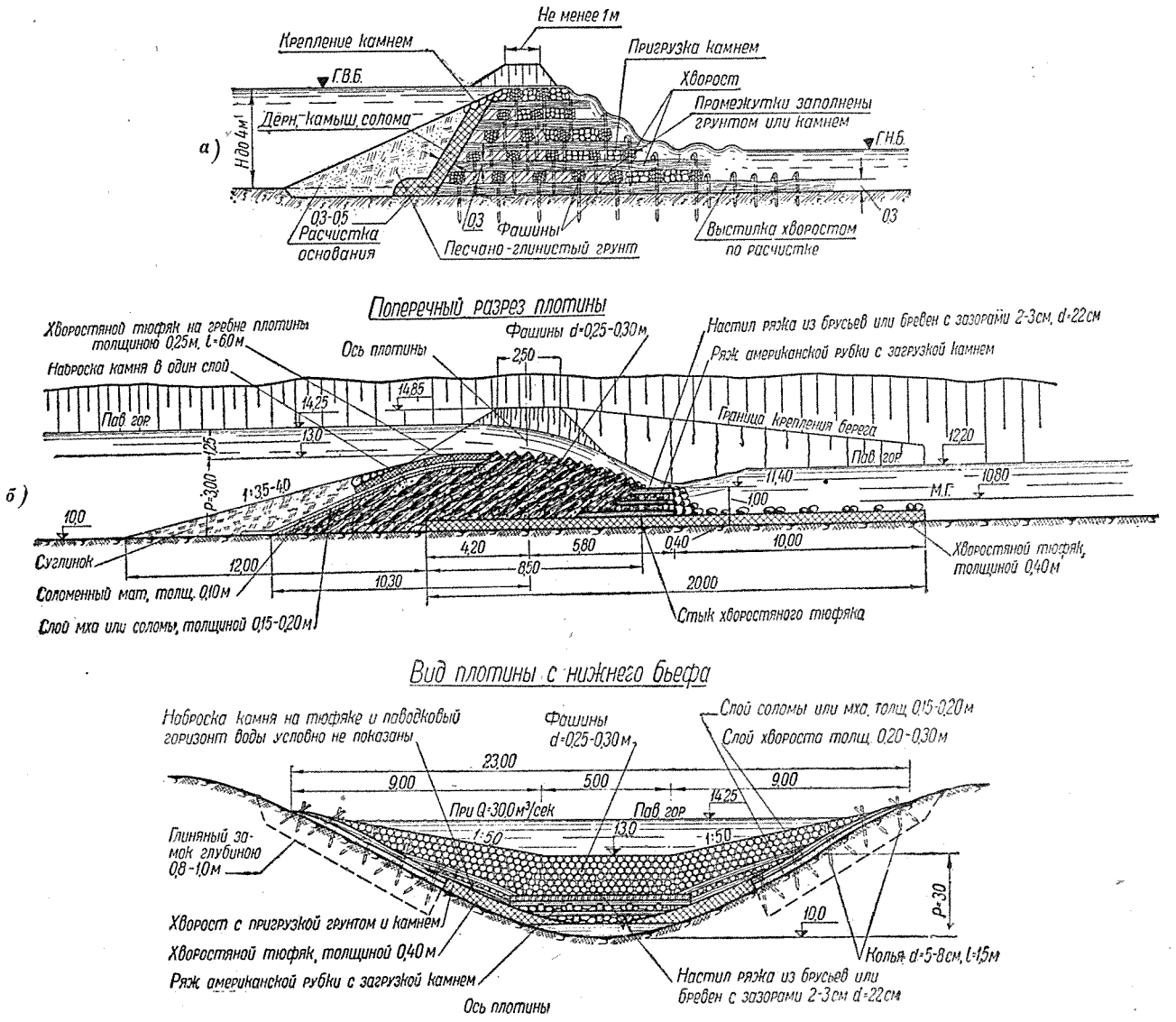


Рис. 56. Фашинно-грунтовые плотины:
а — из горизонтальных фашин; б — из наклонных фашин.

Приняты следующие коэфициенты увеличения:

Хворост, лапник и солома . . .	$K=2$
Камень и гравий	$K=1,10$
Земля	$K=1,20$

Потребные материалы для фашинно-грунтовой водосливной плотины (рис. 56-*б*) даны в табл.35.

Деревянная плотина (рис. 57) состоит из искусственного основания, называемого флютбе-

том, двух береговых устоев, бычков или контрфорсов. Расстояние между устоями называется пролётом плотины. При значительной величине этот пролёт разбивается промежуточными бычками, контрфорсами или отдельными стойками на меньшие пролёты, что облегчает перекрытие их щитами.

Для перехода через плотину, подъёма и опускания затворов устраивается служебный мостик. В случае надобности устраивают и проезжий мост.

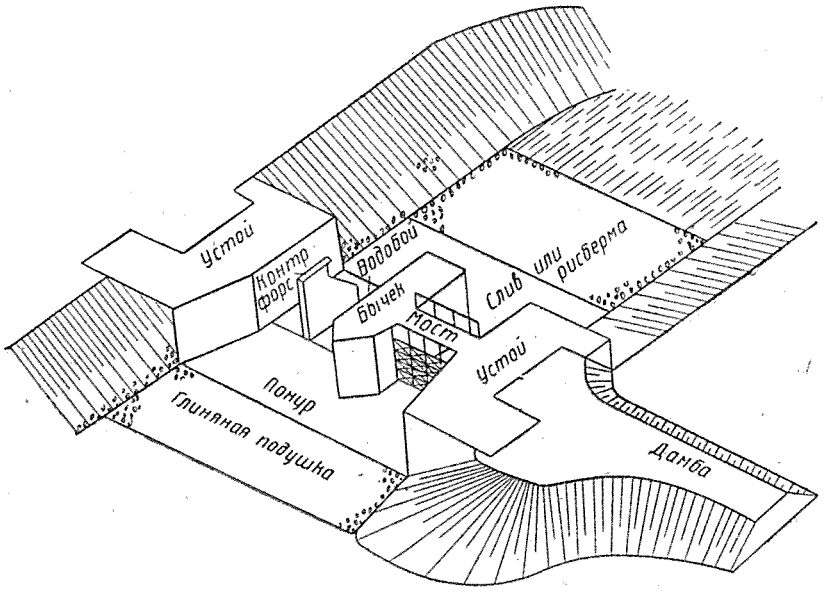


Рис. 57. Общий схематический вид деревянной плотины.

Флютбет плотины состоит из трёх частей: понура, водобоя и рисбермы. Иногда рисберма выполняется из двух частей: сливной, непосредственно примыкающей к водобою, и собственно рисбермы.

Понур служит для гашения напора фильтрующей под флютбетом воды, а также для укрепления дна реки перед отверстием плотины.

Водобой имеет назначение принимать удары протекающей через плотину воды, уменьшать её скорость и гасить остающуюся часть напора воды, фильтрующей под основанием плотины.

Сливная часть служит для укрепления русла реки от размыва и для гашения выходной скорости воды, фильтрующей под флютбетом.

Рисберма устраивается ниже слива и служит для уменьшения разрушающего действия воды, переливающейся через плотину.

Для уменьшения фильтрации воды под плотиной забиваются шпунты. Шпунт, забитый в начале понура, носит название понурного; если он забит в начале водобоя, его называют королевой шпунт, а в конце водобоя—водобойный.

По конструкции надфлютбетных частей деревянные плотины разделяются на три типа: 1) ряжевые, устраиваемые из вертикальных ряжевых клеток (рис. 58), 2) стоечно-обшивные (рис. 59) и 3) контрфорсные (рис. 60).

Для возведения ряжевых плотин требуется выполнение большого объёма земляных работ по отрытию котлована.

В стоечно-обшивных плотинах стены устоев и бычков изготовляют из пластин или досок, опирающихся на стойки или на забитые в грунт сваи. Верхние части свай закрепляют анкерами. По сравнению с ряжевыми плотинами, стоечно-обшивные требуют меньшего количества лесоматериалов и объёма земляных работ. Эти плотины устраивают для напоров до 3 м. При больших напорах сооружение их усложняется.

Контрфорсные плотины имеют меньшее распространение, чем указанные выше два типа. В этих плотинах горизонтальная сила давления воды воспринимается вертикальными опорами (контрфорсами), которые могут быть сконструированы или в виде ферм, или в виде свай с подкосами, или как сплошные стенки. Контрфорсы располагаются на определённом расстоянии между собой, передавая силу давления воды либо на флютбет плотины, либо непосредственно на грунт основания. На устройство контр-

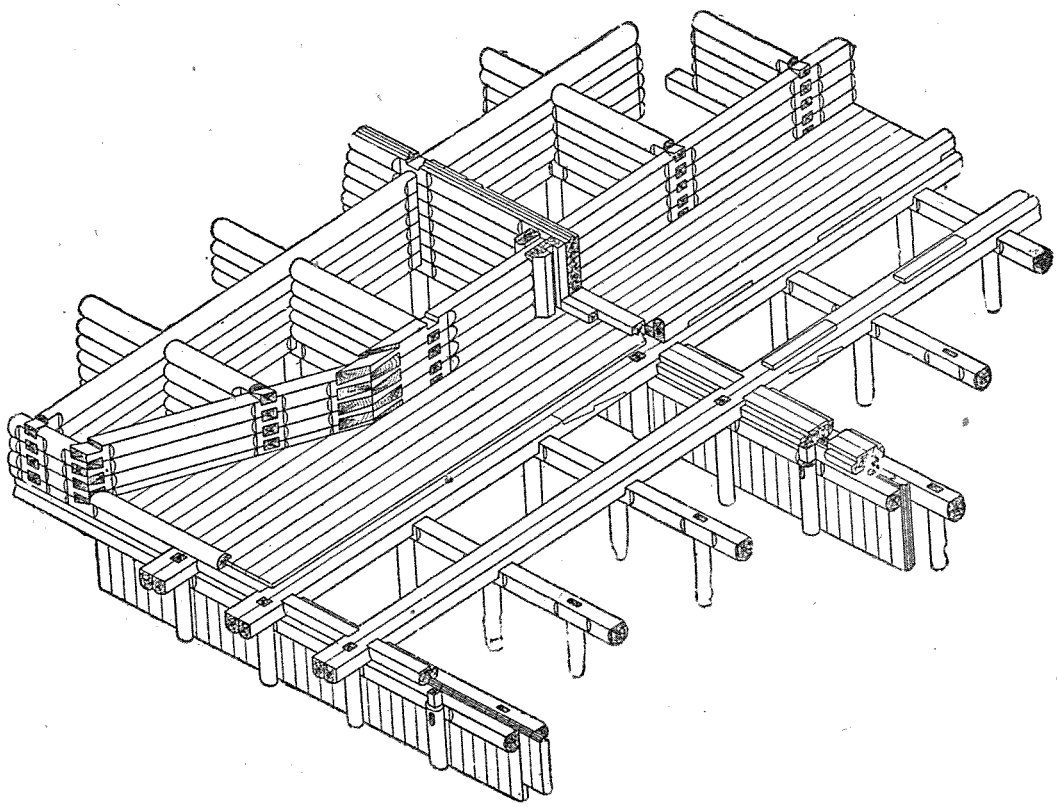


Рис. 58. Ряжевая плотина на свайном основании (в аксонометрической проекции).

форсных опор идёт небольшое количество материала, по сравнению с опорами других типов.

Выбор того или иного типа плотины зависит от назначения плотины, характера грунта основания, величины напора, величины пропускаемого расхода, ширины отверстия, наличия на месте требуемых стройматериалов и т. п.

Конструкция флютбетов плотин

Флютбет является самой существенной частью каждой плотины. Флютбеты бывают следующих типов: свайные — при грунтах, позволяющих забивку свай, ряжевые — при грунтах, не допускающих забивки свай, и свайно-ряжевые.

В зависимости от возвышения верха флютбета над поверхностью грунта основания, различают следующие флютбеты: 1) с низким порогом (горизонтальные), 2) с повышенным порогом и наклонным (или горизонтальным) понуром и сливом.

В целях удлинения пути фильтрации, рекомендуется устраивать перед понуром глиняную подушку, толщиной не менее 0,50 м вначале, с постепенно увеличивающейся толщиной вниз по течению. Понурный пол при флютбетах с повышенным порогом делается с уклоном 1 : 8—1 : 12, или ступенями высотой до 0,50 м. При флютбете без повышения порога понурный и водобойный полы делаются горизонтальными. Сваи флютбета в основании плотины располагаются правильными рядами на расстоянии: в поперечном направлении (по течению реки) через 1,50—2,0 м между осями (но не более 2,50 м); расстояние между продольными рядами свай принимается от 1 до 2,0 м. При этом они должны располагаться также под подземными частями плотины (лицевыми гранями устоев и бычков, под стойками, контрфорсами и т. д.). В поперечном направлении верх свай соединяется насадками из брёвен диаметром 20—28 см.

Шпунтовые ряды устраиваются только поперечные (относительно течения реки). Продольные шпунтовые ряды, ввиду их отрицательной роли, рекомендуется не проектировать. При их наличии в проекте (в виде исключения), пересе-

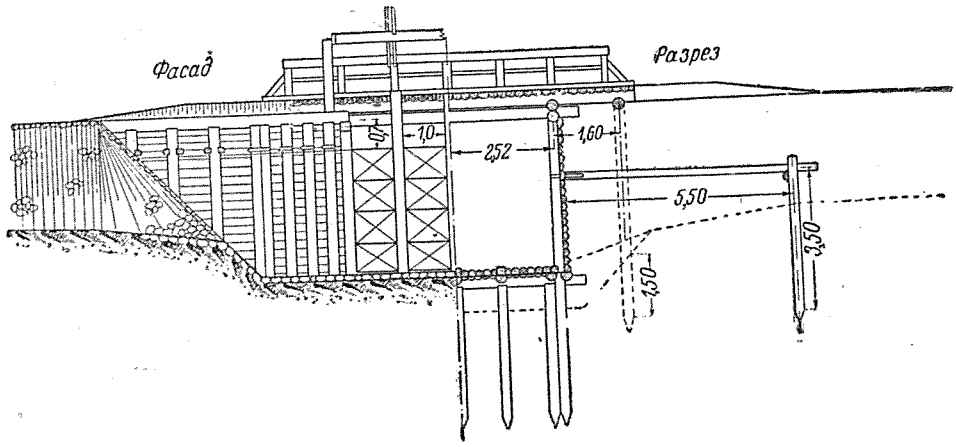


Рис. 59. Стоечно-обшивная деревянная плотина.

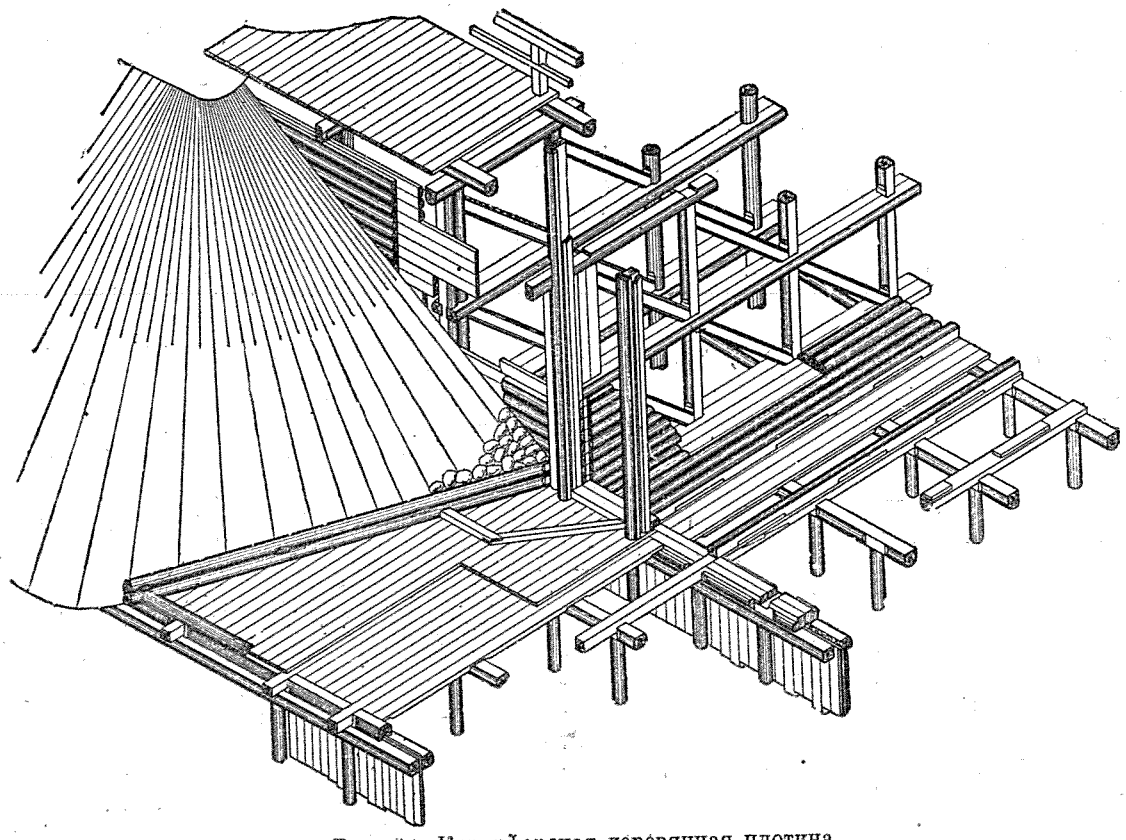


Рис. 60. Контрфорсная деревянная плотина.

чение ими поперечного шпунтового ряда не допускается, и узел осуществляется примыканием продольного шпунта к поперечному.

Шпунтовые ряды делают из брусьев или досок. Понурный и королевой шпунт делаются из брусьев с прямоугольным гребнем и пазом; водобойный и сливной — дощатыми.

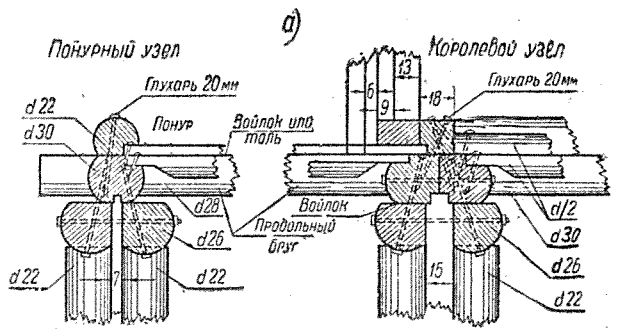
По верху шпунта нарубается гребень высотой

Таблица 35

Потребные материалы для фашинно-грунтовой водосливной плотины (рис. 56-*б*)

Наименование материалов	Измеритель	Количество потребных материалов: на всю плотину	Количество потребных материалов: на 1 пог. м водосл. части	Примечание
Хворост	м³	840	55	Количество фашин 900 шт. длиной 2,5—6,5 м
Лапник	»	32	—	
Солома	»	230	12	Возможно применение мха
Камень	»	44	3	
Щебень-гравий	»	31	4	
Брёвна d=20—22 см	»	6	1	
Жерди-накатник d=10—16 см	шт.	3	—	
Колья l=1,0—1,5 м	шт.	1600	100	
Суглинок	м³	200	15	
Скобы l=20 см	шт.	30	6	
Ершеные болты	шт.	100	10	
Верёвка просмолённая d=10 мм	кг	200	10	Возможно применение проволоки d=3—5 мм

в 5—8 см и шириной в брусчатом шпунте — 10 см, а в дощатом — 5 см. Детали понурного и королевого узлов даны на рисунке 61.



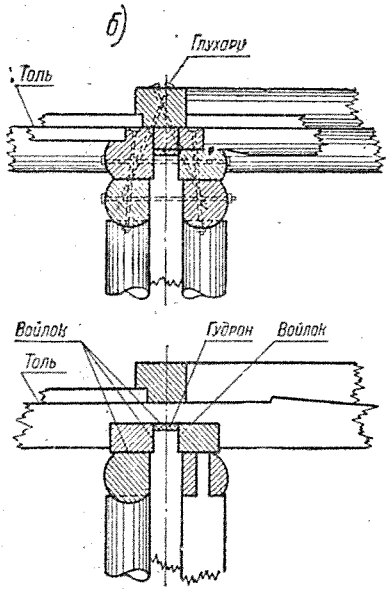


Рис. 61. Детали понурного и королевого узлов флютбета плотины:
а — обычные конструкции узлов; *б* — улучшенная деталь королевого узла.

При загрузке флютбета понурная часть его заполняется глиной или тяжёлым жирным суглинком с плотной утрамбовкой слоями не более 15см. Поверх глиняного понура устраивается крепление одиночной каменной мостовой по слою песка.

Водобойная часть при наличии водобойного шпунта заполняется также глиной. Поверх глины располагается обратный фильтр толщиной в 40—60 см, состоящий из слоя крупного песка толщиной в 15—20 см, укладываемого поверх глины; на песке укладывается слой щебня (или гравия, крупности зёрен 1—2,5 см) толщиной в 20 см и наконец, верхний слой толщиной в 15—20 см из камней диаметром в 7—12 см.

Понурный и водобойный полы настилаются обычно из двух рядов досок, толщиной в 5—8 см каждый.

Если это является выгодным, то верхний ряд досок можно заменить пластинами из брёвен толщиной в 20—22 см, горбом кверху.

После укладки нижнего ряда пола, его проконопачивают и осмаливают, поверх кладут слой войлока, толя или руберойда и укладывают верхний пол из досок.

Швы верхнего пола также проконопачивают просмолённой паклей и весь пол осмаливают за два раза.

Сливной пол настилается обычно из одного ряда досок или накатника. Водобойный и сливной полы пришивают к насадкам гвоздями (с ершом) длиной в 20—25 см.

Рис берма устраивается ниже слива и служит

для уменьшения разрушающего действия воды, переливающейся через плотину. Надёжным креплением для рисбермы является мощение камнем в хворостяных клетках, заплетённых между кольями, которые забивают на расстоянии 0,50—1,0 м друг от друга на глубину до 1—1,5 м.

Вместо плетнёвых клеток можно забивать в шахматном порядке, на глубину в 1,5—2,0 м, короткие сваи диаметром в 15—20 см на расстоянии 1—2 м друг от друга.

Для деревянных разборчатых плотин и аналогичных водосбросных сооружений рисберма может быть осуществлена в виде водосливного лотка, снабжённого гребенчатым трамплином. Этот лоток работает по принципу консольного перепада и служит для уменьшения размеров и удаления от сооружения воронки размыва.

Весьма важно в этом случае забить как можно глубже (не менее 4,0—3,5 м) низовой ряд свай. Указанная конструкция рисбермы проверена на ряде построенных плотин и показала хорошие результаты.

На рисунке 62 дана конструкция сланевой плотины и рисбермы.

Если грунты не допускают забивку свай, то рисберма может быть выполнена в виде ряжевых ящиков (2×2 м), заполненных камнем. Во избежание всплытия ряжей поперечные стенки следует делать наклонными или с дном.

Ряжевые флютбеты применяются как в нескалистых, так и в скалистых грунтах. В первом случае верхний слой грунта снимается до надёжного основания; во втором случае снимается лишь верхний разрушенный слой скалы и нижние концы ряжей укладывают в сделанные в основании плотины траншейки. Глубина траншеек 0,5—0,75 м и ширина в скальном грунте 0,30—0,50 м, а в песчано-гравелистом 0,50—0,75 м. После нарубки венцов эти траншейки заполняют бетоном. При скалистом основании 1—2 нижних конца крепят болтами, заделанными в бетон.

Свайно-ряжевые флютбеты отличаются от флютбетов свайного типа большей высотой, что достигается нарубкой на шпунтовых рядах и на сваях нескольких венцов ряжей. Иногда это достигается устройством повышенных

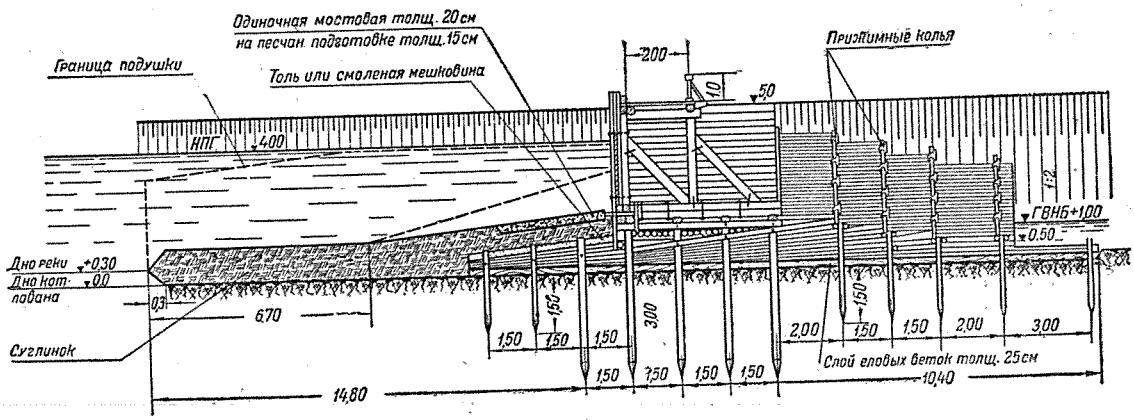


Рис. 62. Сланевая плотина с щитовыми стойками.

шпунтов, которые доходят до пола флютбета; с обеих сторон шпунта на маячных сваях нарубают стенки.

Конструкция устоев плотин

Чаще всего устои плотин делаются ряжевыми, размером клеток в плане 2×2 м и 1,50×1,50 м, с заполнением пространства между стенками ряжей грунтом.

Размеры ряжевых устоев определяются расчётом на устойчивость против опрокидывания и расчётом на фильтрацию воды в обход плотины по берегу.

В целях лучшего сопряжения с берегом и противодействия обходу воды, ширина устоя делается неодинаковой по его длине. Для лучшего обтекания устоя, углы его скашивают.

Ряжевые клетки устоев, а также пазухи котлованов устоев загружают песчано-глинистым грунтом, с содержанием глины не более 30%, во избежание выпучивания при замерзании. За-

грузка грунта производится с плотной утрамбовкой.

Лицевые стены устоев (внешние) рубят из круглого леса диаметром в 20—26 см. Припазовка брёвен лицевых стен делается по стёсанной горизонтальной постели шириной не менее 13 см. Внутренние стены устоев рубят из брёвен диаметром 18—22 см, без припазовки, только с подтёской комлей; при этом все стены, кроме соседней с лицевой, рубят через одно бревно. Врубка внутренних стен с лицевыми делается в лапу. Пересечение внутренних стен осуществляется в чашку или прямоугольной врубкой. Для скрепления венцов внутренних стен набивают деревянные шпонки длиной 1,50 м.

Основной непроницаемой частью устоев являются поперечные стены над королевой и шпунтовой линиями, называемые шпунтовыми простенками. Они собираются из брёвен с двумя пазами, в которые вставляются рейки. Можно также их выполнять из шпунтовых брёвен с горизонтальным гребнем и соответствующим пазом. Нижний шпунтовый брус кладётся на шапочный брус короля, в котором на верхней постели оставляется гребень. Брусья шпунтового простенка пробивают железными ершёными болтами длиной в 50 см, или скрепляют винтовыми глухарями. По высоте шпунтовые простенки делают до подпорного уровня водохранилища.

Внутренние продольные стены не должны пересекать простенка, а только запускаться гребнями.

Сопряжение полов флютбета с лицевыми стенами устоев осуществляется брусьями, укладываемыми (для создания водонепроницаемости) на войлоке с осмолкой поверхностей.

Устои из ряжей американского типа собирают из брусьев, опиленных с двух, трёх или четырёх сторон, без врубок, с промежутками между брусьями. В углах стен просверливают отверстия, в которые вставляют металлические или деревянные нагели.

Лицевые стены устоев, загруженных грунтом, должны быть сплошными, что достигается несколькими способами. Промежутки между брусьями заполняют обрезками, которые в двух местах соединяются нагелями с основными брусьями стен.

Брусья лицевых стен укладывают вплотную один на другой, а брусья поперечных стен соединяют с ними в лапу, врубая в полдерева. Лицевые стены собирают с просветами, а с внутренней стороны стен в примыкающих к ним ящиках прибивают доски или даже горбыли, которые образуют вертикальную обшивку для удержания грунта. Для создания большей водонепроницаемости делается ещё наружная обшивка из досок.

Стена над королевой шпунтовой линией должна быть также водонепроницаема. Для этого промежутки между брусьями заполняют коротышами в следующем порядке: в паз королевой шапки или бруса вставляется рейка, а в брусьях перпендикулярной стены запиливают и вынимают пазы, куда входит рейка. Просвет между брусьями заполняется коротышем из брусьев с пазами.

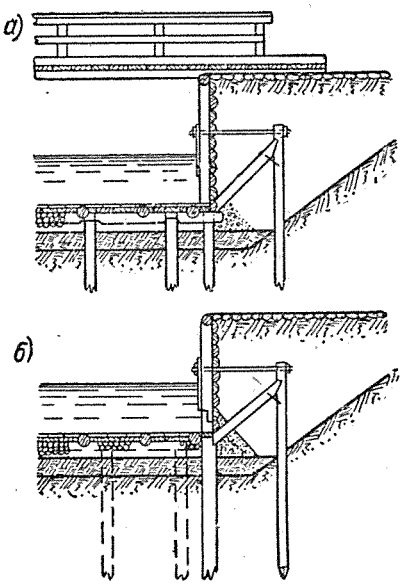


Рис. 63. Сечения стоечно-обшивного устоя.

Стоечно-обшивные устои требуют для своего устройства значительно меньшего количества работ и материалов, нежели ряжевые устои. Они состоят из вертикальных свай или стоек, которые обшиваются с задней стороны досками. Пространство за стенками засыпается грунтом.

Устои высотой до 2 м могут поддерживаться отдельно стоящими сваями. При большей высоте устоев, сваи поддерживаются анкерными опорами (рис. 63). Стоечно-отбивные устои целесообразно применять при высоте их до 3,00 м. При большей высоте конструкция их сильно усложняется.

Для предохранения от поломки льдом в пределах водобоя, концы анкерных тяг наружу не выпускают, а сваи обшивают досками. Может быть применена конструкция стоечно-обшивного устоя, в которой стены поддерживаются анкерными свайными опорами. При большой длине свай, их делают составными.

Определение основных размеров флютбета

Определение необходимой ширины водопропускного отверстия плотины в случае работы его как незатопленного водослива с широким порогом (рис. 64-а) производится по формуле:

$$b_0 = \frac{Q}{m\sqrt{2g}\,H_0^{3/2}}, \qquad (91)$$

где Q — максимальный расчётный расход в м³/сек.;

b_0 — ширина отверстия плотины в сжатом сечении;

$$\sqrt{2g} = 4{,}43.$$

$$H_0 = H + \frac{v_0^2}{2},$$

где H — напор на пороге в м;

v_0 — скорость подхода потока к плотине в м/сек. (при v_0 менее 0,5 м/сек., v_0 в расчёт не вводится); m — коэфициент расхода водослива, принимаемый согласно данным таблицы 36.

где Q — максимальный расчётный расход в м³/сек.;

h — глубина воды на пороге в м;

$$z_0 = z + \frac{v_0^2}{2g};\ z = H - h \text{ (перепад)};$$

φ — коэфициент скорости (см. табл. 36).

Для получения полной ширины отверстия b к полученной по вышеприведённым формулам ширине b_0 нужно прибавить поправку на боковое сжатие, определяемую по формуле (81).

Если ширина отверстия, полученная по расчёту, превышает ширину русла реки в месте постройки плотины, то:

а) ширину отверстия следует определять по повышенному напору, с учётом перепада, образующегося на плотине при проходе паводка (с соответствующим увеличением высоты быков и устоев);

Таблица 36

Коэфициенты расхода водослива m и коэфициенты скорости φ для водослива с широким порогом

Очертание входной грани	Отношение высоты порога P к напору на водосливе H_0							
	$\frac{P}{H_0} > 1{,}5$		$\frac{P}{H_0} = 1{,}0-1{,}5$		$\frac{P}{H_0} = 0{,}5-1{,}0$		$\frac{P}{H_0} < 0{,}5$	
	m	φ	m	φ	m	φ	m	φ
Порог с вертикальной гранью, без закругления (рисунок 64-а) . . .	0,32	0,85	0,33	0,87	0,35	0,92	0,37	0,96
Порог с плавно закруглённым входным ребром . . .	0,34	0,89	0,35	0,92	0,37	0,96	0,38	0,99
Порог с наклонной верховой гранью (рисунок 64-б) . .	0,37	0,96	0,38	0,99	0,38	0,99	0,38	0,99

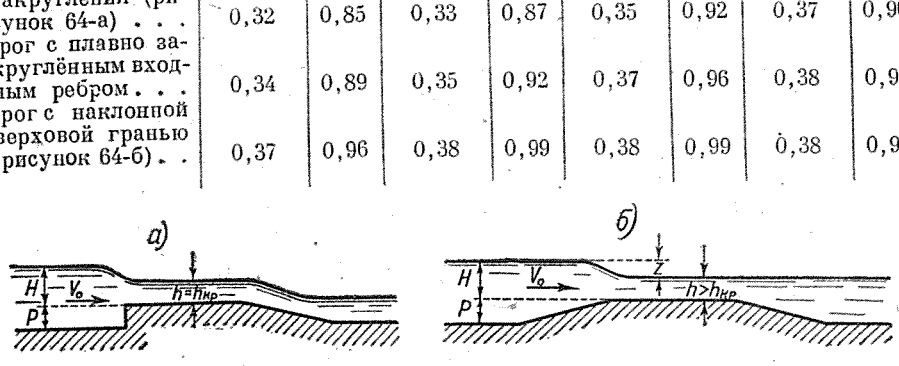


Рис. 64. Схемы расчёта водослива плотины:
а — незатопленный водослив; *б* — затопленный водослив.

В случае работы водоспуска как затопленного водослива с широким порогом (рис. 64-б), ширина отверстия определяется по формуле:

$$b_0 = \frac{Q}{\varphi h\sqrt{2gz_0}}, \qquad (92)$$

б) проектировать плотину, затопляемую весенним паводком, с определением ширины отверстия по нормальному напору (соответствующему нормальному подпорному уровню) на пропуск осеннего или ливневого паводка.

Расчёт затопляемой плотины на пропуск весеннего паводка производится по формуле затопленного водослива с широким порогом. Паводковый расход пропускается одновременно через водоспуск плотины и с переливом через пойму (или дамбу).

Таким образом:

$$Q_{макс} = Q_1 + Q_2 = bh_1 \cdot \varphi_1 \sqrt{2gz_0} + Bh_2 \cdot \varphi_2 \sqrt{2gz_0}, \quad (93)$$

где φ_1 и φ_2 — коэфициенты скорости, определяемые по таблице 36;

b — ширина отверстия водоспуска;

B — длина поймы (или затопляемой части дамбы с переливом воды);

h_1 и h_2 — глубины на водоспуске и на пойме (или дамбе).

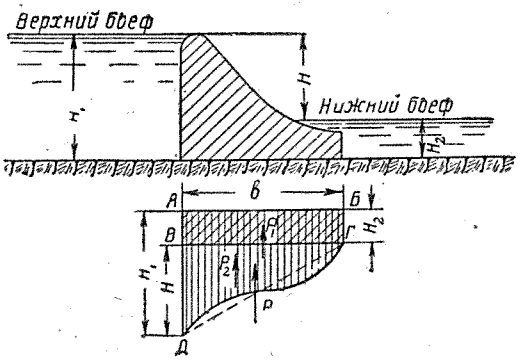


Рис. 65. Схема противодавления в основании плотины.

Величина средней скорости прохода паводка через водоспуск и пойму (или дамбу) определяется по формуле:

$$v = \varphi \sqrt{2gz_0} \quad (94)$$

и должна быть сопоставлена с величиной скорости $v_{макс}$, допускаемой на водобойной части в зависимости от типа крепления рисбермы, и со скоростью $v_{макс}$, допускаемой на пойме или гребне и откосах дамбы, в зависимости от типа их крепления.

Под действием напора, создаваемого плотиной, вода фильтрует из верхнего бьефа в нижний через грунт основания плотины и оказывает на подошву плотины (флютбет) давление, направленное снизу вверх (нормальное давление). Это давление в общем случае слагается из двух величин (рис. 65):

1) Взвешивающего давления P_1, являющегося результатом погружения плотины под уровень воды нижнего бьефа (H_2). Величина этого давления выражается эпюрой (площадью) прямоугольника $АБВГ$ высотой H_2 и шириной $в$ (ширина плотины). Если взять по длине плотины отрезок, равный единице (1 м), то величина P_1 будет равна:

$$P_1 = \gamma b H_2, \quad (95)$$

где γ — вес 1 м³ воды (1 т).

2) Фильтрационного или избыточного давления P_2, являющегося результатом напора на флютбет при фильтрации воды. Величина фильтрационного давления неодинакова по подошве флютбета: в начале подошвы фильтрационное давление на единицу длины равно γH (где H — полный напор на плотину), а в конце подошвы оно равно нулю, так как весь напор погасился. Как показали наблюдения, фильтрационное давление по длине падает по некоторой кривой, однако часто его принимают падающим по закону прямой линии, и тогда его величина может быть определена по формуле:

$$P_2 = \gamma \frac{bH}{2}. \quad (96)$$

Полное противодавление на подошву плотины будет равно:

$$P = P_1 + P_2. \quad (97)$$

Бляй принимает, что падение напора на всём пути фильтрации, совершаемом по длине подземного контура плотины 1—2—3—4—5—6—7—8 (рис. 66) происходит по прямой, пропорциональной пройденному пути. При напоре воды на плотине, равном H, величина единичного фильтрационного давления для любой точки подземного контура на расстоянии l от низового конца, по Бляю, равна:

$$h = H \frac{l}{L}. \quad (98)$$

Фильтрационное давление на подошву на участке 5—6 плотины будет равно заштрихованной трапеции, т. е.:

$$P_2 = \gamma \left(\frac{l_1 + l_2}{2L} \right) b \cdot H, \quad (99)$$

где L — длина подземного контура плотины, равная сумме длин вертикальных и горизонтальных участков флютбета;

l_1 и l_2 — расстояние точек 6 и 5 от низового конца основания плотины (от точки 8).

Таким образом, метод Бляя основывается на равенстве эффективности горизонтальных

и вертикальных путей фильтрации, что является грубым допущением, не соответствующим действительности.

В настоящее время по этому вопросу имеются более точные исследования инженера Лена, который на основании изучения более 200 выстроенных (в том числе и потерпевших аварии) плотин предложил более совершенный метод расчёта флютбетов, о чём сказано ниже.

При расчёте длины пути фильтрации принимается, что фильтрация воды происходит вдоль

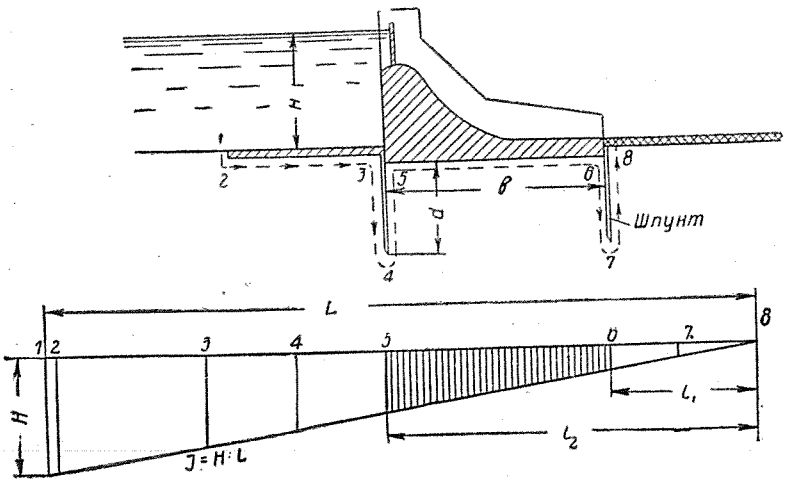


Рис. 66. Схема расчёта фильтрационного давления по Бляю.

подземного контура флютбета плотины, по линии 1—2—3—4—5—6—7—8 (рис. 66), называемой длиной пути фильтрации.

Длину подземного контура флютбета плотины, необходимую для погашения фильтрационного напора H и для предупреждения выноса из-под флютбета частиц грунта, в техническом проекте плотин II, III и IV класса капитальности следует определять по формуле Лена.

Лен учитывает не фактическую длину подземного контура, как Бляй, а приведенную, в которой 1 погонный метр вертикальных частей контура равноценен 3 погонным метрам горизонтальных частей; при этом участки с наклоном к горизонту более 45° принимаются как вертикальные, а с наклоном менее 45° — горизонтальными. Таким образом, Лен учитывает большую эффективность вертикальных путей фильтрации, что, как показали опытные данные и наблюдения над построенными сооружениями, более правильно.

Минимальная необходимая приведённая длина подземного контура $L_{пр}$, гарантирующая от вымыва основания, определяется по формуле:

$$L_{пр} \geqslant C \cdot H \text{ или } C \geqslant \frac{L_{пр}}{H}, \qquad (100)$$

где $L_{пр}$ исчисляется как сумма:

$$L_{пр} = L_{верт} + \frac{1}{3} L_{гор}. \qquad (101)$$

Средний гидравлический градиент фильтрации:

$$I_{ср} = \frac{H}{L_{пр}} = \frac{1}{C}.$$

Значения коэфициента C для плотин IV класса могут быть уменьшены на 30% по сравнению с плотинами I класса. В таблице 37 даны значения C.

Метод Лена учитывает сопротивление пути фильтрации через грунт, принимая его в два раза большим, чем по вертикальным путям флютбета.

Флютбеты, запроектированные по Лену, получаются короче, более лёгкими и поэтому более дешёвыми, чем рассчитанные по Бляю.

Метод Лена пригоден лишь при наличии шпунтов, забитых на глубину d, не меньшую $^1/_5$ длины непроницаемой части флютбета. При меньшей глубине забивки шпунтов или при полном их отсутствии метод Лена непригоден.

Таблица 37

Значение коэфициента C

Наименование грунта основания	C
Очень мелкий песок, ил	6,0
Мелкий песок	5,0
Песок средней крупности	4,0
Крупный песок	3,5
Лёсс легкий	4,0
Лёсс плотный	3,0
Глинистые грунты	2,0
Гравелистые грунты	3,5
Галечниковые грунты	3,0

Величина противодавления для любой точки подземного контура флютбета может быть

определена в способе Лена по следующей формуле:

$$p = y + H\frac{l_{пр}}{L_{пр}} = y + \frac{l_{пр}}{C}, \qquad (102)$$

где y — глубина погружения рассматриваемой точки под уровень нижнего бьефа;
H — действующий (фильтрационный) напор,
$L_{пр}$ — приведённая длина подземного контура,
$l_{пр}$ — приведённое расстояние рассматриваемой точки от низового конца флютбета, исчисленное аналогично $L_{пр}$.

При отсутствии воды в нижнем бьефе величина противодавления равна:

$$p = \frac{l_{пр}}{C}. \qquad (103)$$

Помимо расчётов на фильтрацию под сооружением, необходима проверка на фильтрацию в обход сооружения, т. е. за береговыми устоями.

Длина бокового контура сооружения определяется приближенно по формуле:

$$L_{бок} = C_0 \cdot H, \qquad (104)$$

где C_0 — принимается равным 0,75 C;
H — действующий напор в м.

В соответствии с произведённым расчётом выбирается необходимое очертание береговых устоев.

Под действием воды понурная часть флютбета прижимается к грунту основания, а водобойная часть, особенно если она водонепроницаемая, подвергается действию выпирающих сил, стремящихся её приподнять.

Необходимая толщина флютбета из массивной кладки (бетон, бут, кирпич) определится по формуле:

$$t = \frac{Kp}{\gamma - 1}, \qquad (105)$$

где t — толщина флютбета в м;
p — наибольшая величина противодавления в водобое на флютбет в м;
γ — объёмный вес кладки в т/м³;
K — коэфициент запаса, который для флютбетов, не нагруженных горизонтальными сдвигающими силами, принимается в пределах 1,0—0,9.

При действии сдвигающих сил коэфициент запаса K принимается равным 1,2—1,3.

Для непроницаемых флютбетов деревянных плотин заполнение водобоя состоит из двух частей: снизу — глиняной подушки, сверху — обратного фильтра, служащего для загрузки подушки и для отвода профильтровавшейся воды.

Минимальная общая толщина заполнения флютбета деревянных плотин, находящегося ниже уровня воды (наличие взвешивания в воде) определяется из следующего уравнения (при весе воды = 1).

$$Kp = t_1(\gamma_1 - 1 + n_1) + t_2(\gamma_2 - 1 + n_2), \qquad (106)$$

где K и p — прежние обозначения;
t_1 — толщина глиняной подушки в м;
t_2 — толщина обратного фильтра в м;
γ_1 — объёмный вес глиняной подушки в т;
γ_2 — объёмный вес обратного фильтра в т;
n_1 — пористость подушки в долях от единицы объёма;
n_2 — пористость фильтра в долях от единицы объёма.

Обратный фильтр имеет в среднем $\gamma_2 = 1{,}8$ т/м² и пористость $n_2 = 0{,}4$.

Глиняная подушка делается обычно из плотной пластичной глины с добавлением гальки или щебня (глинобетон) и является практически водонепроницаемой; объёмный вес её $\gamma_1 = 2{,}0$ т/м³, с учётом насыщенности и тогда $n_1 = 0$.

Если заполнение флютбета не будет находиться в воде, то уравнение будет иметь вид:

$$Kp = t_1\gamma_1 + t_2\gamma_2. \qquad (107)$$

По приведённым формулам определяется или толщина подушки t_1, которая должна быть не менее 0,5 м, или толщина обратного фильтра (слой песка и слой гальки), которая должна быть не менее 30 см; другой величиной задаются.

Некоторые указания по проектированию флютбетов

Длину отдельных элементов флютбета, в зависимости от напора и рода грунта, надлежит принимать в следующих пределах:

Длина глиняной подушки перед понуром	$(0{,}5 \div 1{,}0)H$
Длина понура	$(0 \div 2{,}5)H$
» водобоя	$(2 \div 3)H$
» слива (рисбермы) .	$(3 \div 5)H$,

где H — действующий напор в метрах.

Бо́льшие значения длин понура и водобоя соответствуют более водопроницаемым грунтам.

Кроме того, необходимо руководствоваться следующими положениями.

1. Суммарная длина вертикальных участков подземного контура флютбета должна составлять не менее половины всей длины подземного контура.

2. Королевой шпунтовый ряд при песчано-гравелистых грунтах следует забивать на максимальную глубину, допускаемую по условиям грунта основания и наличного оборудования, с обеспечением его водонепроницаемости. Глубина шпунта (считая от подошвы устоя) при этом должна быть не менее величины напора.

3. Глубина понурного шпунтового ряда принимается несколько меньшей, чем глубина королевого шпунта.

4. Расстояние между шпунтами не должно быть меньше их суммарной глубины (считая от низа непроницаемой части флютбета).

5. Устройство водобойного шпунта уменьшает выходные скорости, но увеличивает противодавление на водобойную часть флютбета; поэтому применение его целесообразно в том случае, если увеличение фильтрационного давления на водобойную часть не вызывает увеличения толщины флютбета.

6. Для уменьшения фильтрационного давления водобойный шпунт делают щелистым (заборка из пластин); перед шпунтом и в начале рисбермы устраивают обратный фильтр, препятствующий выносу грунта из-под сооружения.

Выходные скорости фильтрации за флютбетом, на участке, примыкающем к непроницаемой её части, имеют большое значение для устойчивости основания плотины.

Фильтрационный поток может оказать на грунт основания двоякое действие: 1) выносить частицы грунта; 2) выпереть некоторый объём грунта.

Предупреждение выноса и выпирания частиц грунта из-под флютбета плотины делается путём надлежащего подбора крупности частиц обратного фильтра и проверки величины градиента фильтрационного напора при выходе фильтрационного потока. Крупность частиц смежных слоёв обратного фильтра должна выбираться с таким расчётом, чтобы мелкие частицы предыдущего первого слоя не прошли в свободные промежутки между частицами следующего более крупного второго слоя, что будет удовлетворено при соблюдении условия:

$$(d_e)_2 \leqslant 5\,(d_0), \qquad (108)$$

где d_e — действующий диаметр второго слоя, т. е. тот диаметр, мельче которого в грунте содержится 10% по весу;

d_0 — эффективный диаметр первого слоя, т. е. тот диаметр, мельче которого в грунте содержится 60% по весу.

Выпор частиц грунта из-под флютбета плотины силами гидродинамического давления фильтрационного потока не будет происходить при удовлетворении условия:

$$I_{кр} \geqslant KI \text{ или } I \leqslant \frac{I_{кр}}{K},$$

где $I_{кр}$ — критический градиент, определяемый по формуле;

I — средний градиент напора по расчётной длине подземного контура;

K — коэфициент запаса = от 2 до 3.

$$I_{кр} = \frac{t_1[\gamma_1 - \gamma_0(1-n_1)] + t_2[\gamma_2 - \gamma_0(1-n_2)]}{\gamma_0\, t_1}, \qquad (109)$$

где t_1, γ_1, n_1 — высота выпираемого слоя грунта, его объёмный вес и пористость;

t_2, γ_2, n_2 — высота слоя, объёмный вес и пористость грунта пригрузки (обратного фильтра и рисбермы);

γ_0 — объёмный вес воды = 1 т/м³.

Можно принимать: $n_2 \approx 0{,}4$; $\gamma_2 = 1{,}8$ т/м³.

Причины неисправной работы деревянных флютбетов

В деревянных плотинах малых ГЭС, устраиваемых чаще всего с проницаемым водобойным полом, всё гашение напора производится, главным образом, понурной частью, поэтому на водонепроницаемость её должно быть обращено особое внимание.

Как показывает опыт эксплоатации существующих деревянных плотин, водонепроницаемость флютбетов чаще всего нарушается вследствие следующих причин.

1) Появления щелей между торцами понурного пола и понурным шпунтом, как результат прогиба досок понурного пола, вследствие чего нарушается также непроницаемость проконопаченных швов между досками пола. Чрезмерный прогиб полов является результатом большого расстояния между насадками. В исправно работающих плотинах пролёт между опорами (насадками) понурного пола составляет около 1 м. Во всяком случае, это расстояние не должно быть больше 1,50 м. Более точ-

но это расстояние должно быть установлено расчётом понурного пола, ограничивая прогиб его величиной не более $^1/_{500}$ пролёта.

2) Появления щелей между торцами понурных полов и кромками четвертей в фахбауме. Указанный недостаток встречается довольно часто.

Причиной этого являются весьма большие сдвигающие усилия, передаваемые на фахбаум от давления воды нижним концом съёмной стойки. Совершенно ясно, что образование указанного шва между торцами понурного пола и фахбаумом совершенно выводит из работы понур. Чтобы избежать смещения фахбаума, ему нужно дать надлежащий упор и прочно соединить с водобоем, а также и с понуром.

3) Наличия щелей в понурном и королевом (фахбаумном) шпунтах, получающихся при постройке плотины, которые с течением времени увеличиваются (растачиваются) фильтрующейся водой, несущей частицы грунта. Для достижения хорошей плотности шпунтов рекомендуется собирать их в глубоких кюветах, затем осаживать в несколько приёмов ручным копром на небольшую глубину и засыпать глинистым грунтом с плотной утрамбовкой. Как показывает опыт эксплоатации шпунтов, построенных таким способом, они успешно работали в течение 30—40 лет.

4) Неплотности между пазом фахбаума и гребнем королевой линии. Указанная неплотность возникает при постройке плотины, и избежать её можно применением улучшенной конструкции королевого узла с гудронными шпонками.

5) Раскрытия шва между брусьями, составляющими фахбаум. Этот недостаток также часто имеет место в построенных плотинах, чему способствует невозможность передать на оба бруса горизонтальное давление от шипа щитовой стойки.

6) Щели в пересечениях поперечных стенок с продольными — явление обычно неизбежное вследствие затруднительности самой постройки, что облегчает пути фильтрации; поэтому устройство продольных шпунтовых стенок не рекомендуется.

Пример гидротехнического расчёта флютбета

Для расчёта должны быть заданы отметки уровней воды перед и за плотиной, материал флютбета, качества грунта и класс сооружения. Пусть $H = 3{,}5$ м (рис. 67), флютбет деревянный, под которым в понурной части уложен слой глины толщиной в 0,50 м, а водобойная часть непроницаемая. Класс сооружения IV.

Грунт основания крупный песок $C = 3{,}5$.

Необходимая длина развёрнутого подземного контура флютбета $L_{пр} = 3{,}5 \cdot 3{,}5 = 12{,}25$ м.

Далее, по указанным выше опытным соотношениям назначаем длину понура и водобоя.

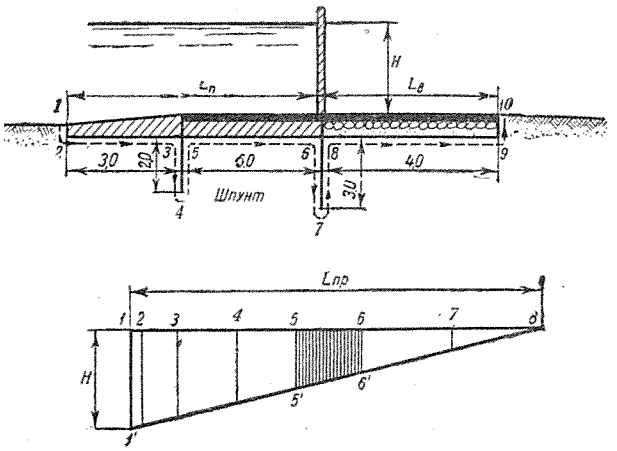


Рис. 67. Схема расчёта флютбета по Лену.

Длину глиняной подушки перед понуром принимаем равной 3,0 м. Длину понура L_n принимаем 6,0 м.

Длину понурного шпунта принимаем равной 2,0 м, а королевого равной 3,0 м.

После этого подсчитываем приведённую длину подземного контура:

$$L_{пр} = \frac{3}{3} + 2 \cdot 2 + \frac{6}{3} + 3 \cdot 2 + \frac{4}{3} = 14{,}3 \text{ м},$$

т. е. получили длину несколько больше расчётной, что вполне приемлемо. Теперь попробуем проверить эту длину для случая фильтрации воды не по контуру флютбета, а через толщу грунта. В этом случае будем иметь следующую приведённую длину пути фильтрации:

$$L_{пр} = \frac{3}{3} + 6 \cdot 2 + 3 + \frac{4}{3} = 17{,}3 \text{ м},$$

т. е. этот случай является более безопасным для плотины.

После этого вычерчиваем окончательно эскиз флютбета: развернём подземный контур в одну линию *1—8*, отложив на ней длины отдельных участков, с учётом различной эффективности путей фильтрации, а именно: горизонтальные участки флютбета будем откладывать втрое короче, чем вертикальные. После этого от точки *1* откладываем вниз величину H и

точку 1′ соединяем с точкой 8. Таким образом, получаем эпюру противодавления по развёрнутому контуру. Величина действительного коэфициента будет $C = \frac{14,3}{3,5} = 4,1 > 3,5$, т. е. взят с запасом. Величина противодавления на участке 5—6 флютбета выражается площадью заштрихованной трапеции $5—6—5^1—6^1$.

Величина противодавления для каждой точки флютбета выражается величиной ординаты у соответствующей точки.

ДЕРЕВЯННАЯ СВАЙНО-РЯЖЕВАЯ ПЛОТИНА С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ КОНТРФОРСНЫМИ ОПОРАМИ

Конструкция свайно-ряжевой плотины с промежуточными контрфорсными деревянными опорами и повышенным флютбетом представлена на рис. 68. Она может быть рекомендована при постройке гидростанций с напорами до 3,5 м в условиях достаточно спокойного прохождения ледохода. При больших напорах конструкция флютбета и контрфорсов должны быть усилены (см. типовой проект Гидроэнергопроекта). Контрфорсами пролёт плотины разбивается на несколько отдельных отверстий, перекрываемых съёмными деревянными стойками и щитами.

Из условий пропуска льда, ширину отверстий между контрфорсами желательно делать не менее 4—5 м и не более 6 м. Для воспринятия давления льда и его раздробления, контрфорсы часто снабжаются ледорезными устройствами, как то показано на рис. 68.

По своей конструкции контрфорсы могут быть: свайные, стоечные (с прямыми или обратными подкосами) и контрфорсы из сплошных стенок.

Контрфорсы могут воспринимать большие нагрузки; для их постройки требуется значительно меньшее количество лесоматериалов, которые используются более рационально в качестве рабочих элементов, чем это имеет место в ряжах. Кроме того, контрфорсы мало стесняют живое сечение потока.

Представленная на рис. 68 плотина имеет облегчённую конструкцию: понур глиняный, а водобойный пол проницаемый, благодаря чему сваи, на которых он расположен, разгружаются от фильтрационного давления и работают только на горизонтальную нагрузку.

Для предотвращения вымыва загрузки водобоя, в конце его устроен обратный фильтр.

При глинистых и крупнопесчаных грунтах основания и напорах до 3 м, флютбет может быть осуществлен с устройством ниже водобоя сливного лотка, снабжённого в конце гребенчатым трамплином, как то показано на рис. 68. Такой лоток работает по принципу консольного сброса и имеет своей целью уменьшение и удаление от сооружения воронки размыва. Длина гребней делается равной 1—1,5 м, а глубина забивки низового ряда свай принимается не менее 3,5 м.

ДЕРЕВЯННЫЕ РАЗБОРЧАТЫЕ ПЛОТИНЫ С ТРЕУГОЛЬНЫМИ ФЕРМАМИ

Деревянные разборчатые плотины с треугольными поворотными фермами применяются при достаточно тяжёлых условиях ледохода, когда паводки реки проходят при высоких горизонтах, по сравнению с нормальным подпёртым горизонтом.

В этом случае представляется возможным совершенно освободить пролёт плотины и свободно пропустить паводок и лёд без устройства дорогостоящих ледорезов.

Треугольные поворотные фермы могут применяться при различных конструкциях устоев плотин: ряжевых, стоечно-обшивных и др.

Значительного внимания заслуживает безустойная разборчатая плотина.

На рисунке 69 дана типовая конструкция деревянной безустойной плотины с треугольными фермами. Эта плотина даёт возможность совершенно не стеснять речного потока, что имеет большое значение при пропуске паводка и льда. Кроме того, отсутствие ряжевых устоев значительно облегчает её конструкцию, уменьшает потребное количество материалов, работ и стоимость.

В продольном сечении (поперёк русла) она представляет трапецию, откосы которой принимаются примерно равными естественным откосам русла реки. Лучше всего устраивать полуторные откосы, по которым и продолжается флютбет плотины.

На флютбете плотины располагаются деревянные треугольные фермы с распорками, которые лежат на продольных связующих брусьях.

Фермы располагаются на таком расстоянии между собой, чтобы при укладке их на флютбет каждая из них не задевала соседнюю. Одна сторона фермы, обращённая в уложенном виде кверху, полностью обшивается досками, а другая — только частично; между обшивками помещается камень, необходимый для затопления фермы при её укладке на флютбет.

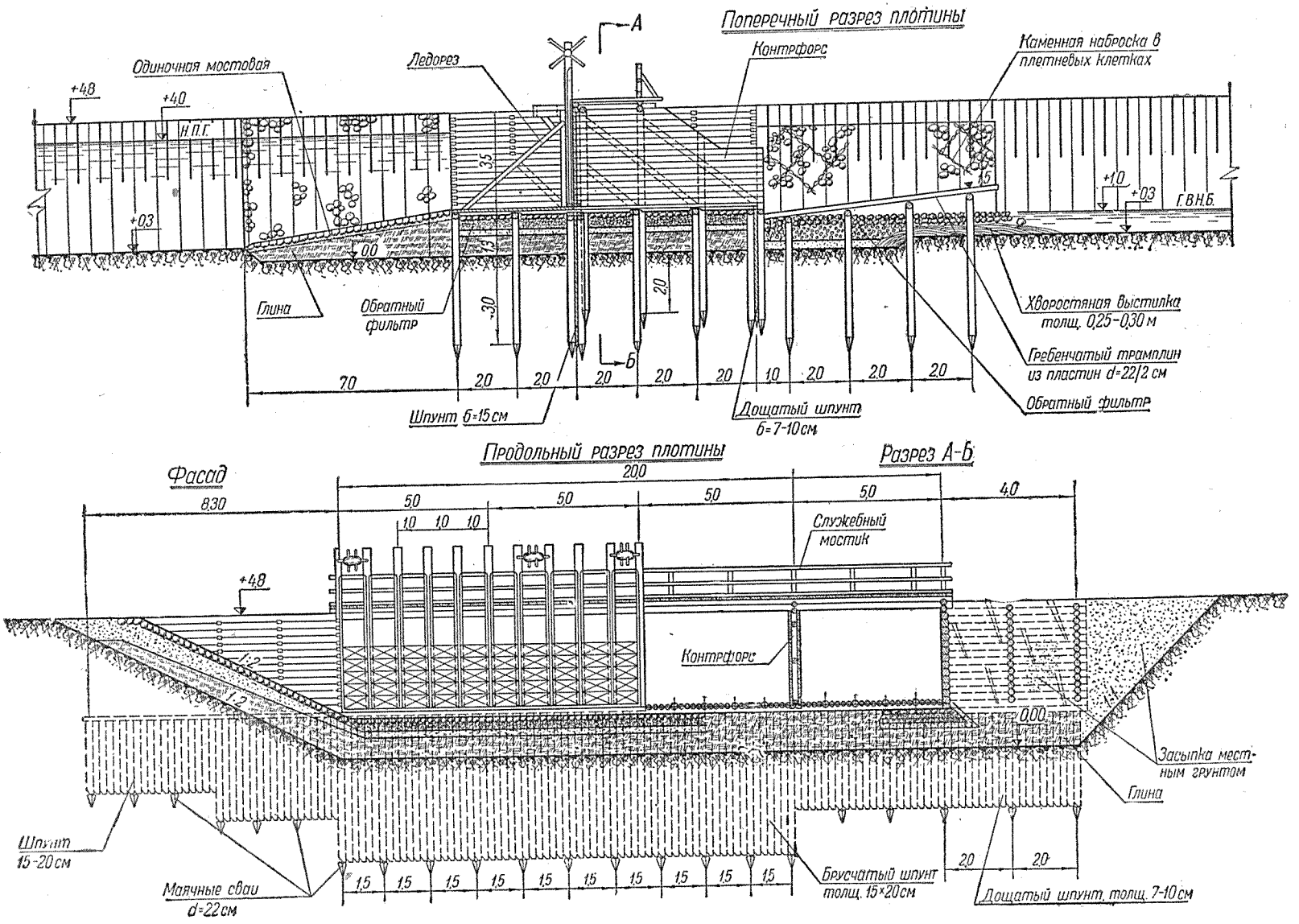


Рис. 68. Деревянная свайно-ряжевая плотина с контрфорсными опорами.

Между фермами и против каждой фермы устанавливаются съёмные деревянные стойки, упирающиеся нижним концом на поперечный распределительный брус, а верхним на упорную балку, лежащую на фермах. Поверх ферм устраивается лёгкий служебный мостик. Отверстия между стойками перекрываются деревянными щитами, которые поднимаются при помощи переносного ручного ворота, лежащего своими осями на выступающих концах стоек.

Разборчатая часть устоя состоит из одной поворотной фермы прямоугольной формы. Эта ферма, со стороны, обращённой к реке, обшивается досками, и к ней приставляется крайняя стойка; с другой стороны ферма обшивается только в верхней части для помещения между обшивками камней. Эта ферма служит опорой для балок, другие концы которых врубают в насадку на берегу.

Между фермой и берегом по наклонной части флютбета устанавливают вертикальные съёмные стойки, отверстия между которыми перекрывают деревянными щитами.

Ферму устоя кладут на водобойный пол откосной части флютбета и прикрывают выступающим порогом. Этот порог одновременно служит нижней опорой для стоек и удерживается брусьями, расположенными в понуре.

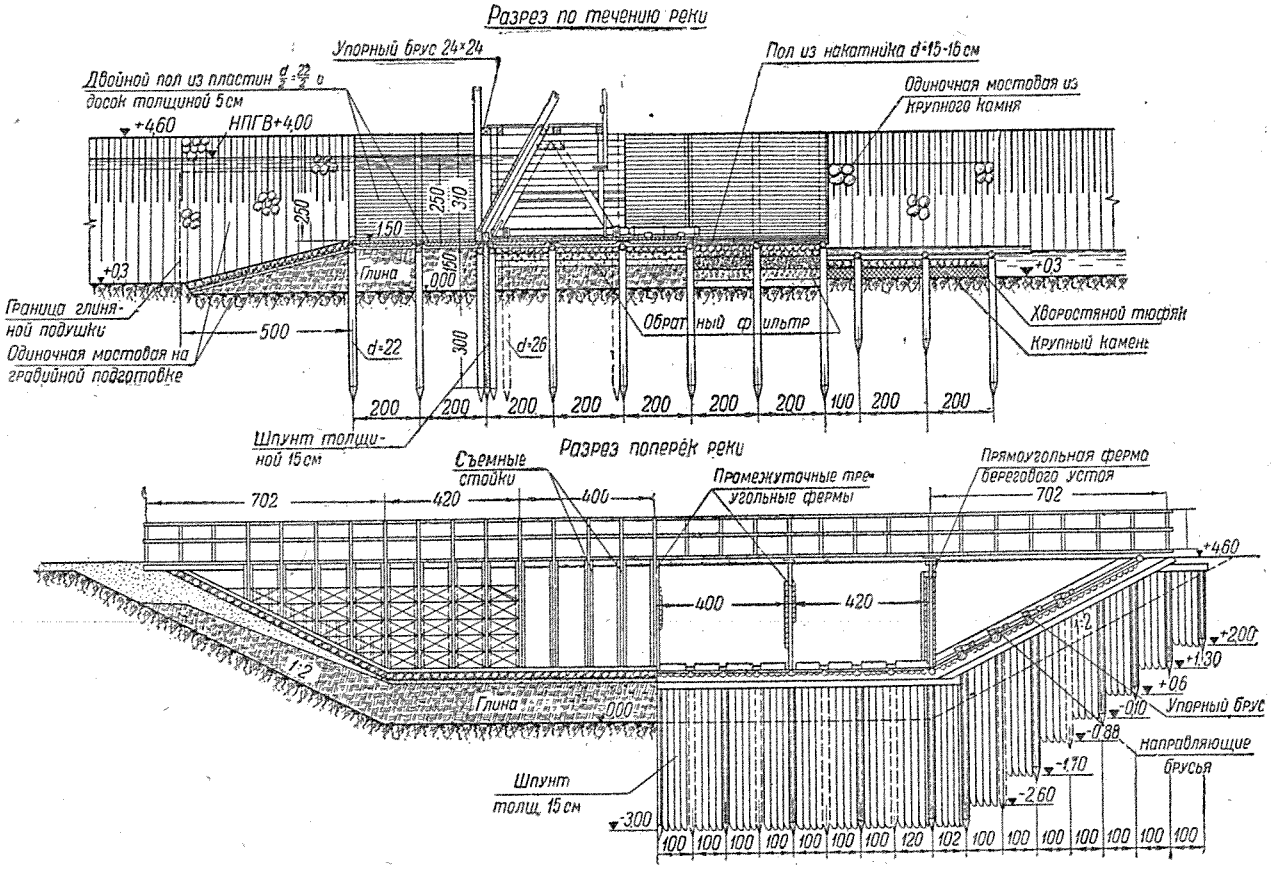


Рис. 69. Типовая деревянная свайно-безустойная плотина с треугольными фермами.

При ряжевых устоях на лицевой стороне устоя укрепляется коренная стойка с тем же углом наклона к горизонту, что и промежуточные стойки.

Стена устоя между королевой стенкой и коренной стойкой обшивается досками с водонепроницаемой прокладкой.

Конструкции плотин с треугольными фермами могут применяться для напоров до 3,5 м. На рисунке 69а дана конструкция разборчатой плотины с фермами инж. Юдина.

При разобранной плотине все фермы уложены на флютбет и присоединены к общему тросу, концы которого выведены на береговые устои.

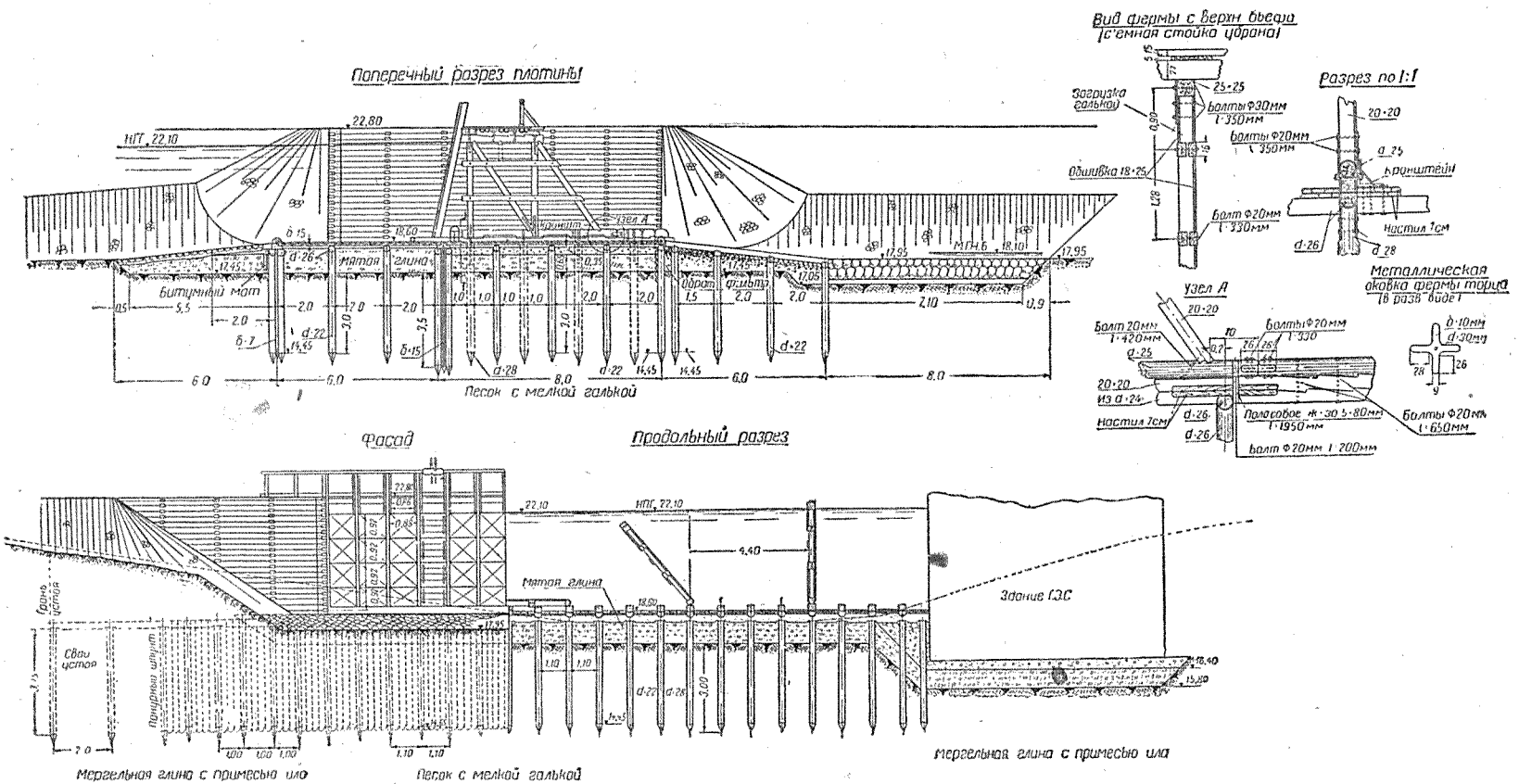


Рис. 69а. Деревянная разборчатая плотина с фермами инж. Юдина.

Подъём ферм осуществляется следующим образом. На одном из устоев устанавливается лебёдка, на барабан которой навивается один конец троса (или цепи), а другой конец троса наглухо крепится на противоположном устое. Длина отдельных участков троса между фермами назначается таким образом, чтобы, при вертикально поставленной одной ферме и лежащей на флютбете другой, трос находился в натянутом состоянии.

Натяжением подъёмного троса от лебёдки производится подъём ближайшей к устою фермы. При достижении последней вертикального положения трос, связывающий её со следующей по ходу сборки фермой, лежащей на флютбете, натягивается и удерживает ферму от опрокидывания в сторону лебёдки. На установленную ферму укладывается передний прогон, а затем и остальные. Лучше всего установку частей плотины (стоек, прогонов и т. д.) производить при помощи кабельного крана с передвижным тали.

Состав рабочей бригады для сборки и разборки плотины 4—5 чел. Мощность лебёдки от 1,5 до 2,0 т, диаметр троса до 16 мм. Для сборки одного пролёта плотины в 5 м требуется 3,5—4 чел.-часа.

В таблице 38 приводится потребность в стройматериалах для плотины с треугольными фермами с напором в 3,0 м.

Таблица 38

№ по пор.	Наименование материалов	Един. измерения	Свайно-безустойная		Свайно-ряжевая с устоями	
			на 1 п. м. отверстия плотины	на два наклонных устоя и крепления берегов	на 1 п. м. отверстия плотины	на два ряжев. устоя и крепления берегов
1	Лес круглый . . .	м³	4,60	68,0	4,6	170,0
2	Лес пилёный:					
	а) брусья . . .	»	1,50	22,0	2,0	22,0
	б) доски	»	0,70	12,0	0,8	—
	в) пластины . .	»	1,30	19,0	1,0	—
3	Глина	»	13,0	156,0	—	—
4	Песчано-гравелистый грунт . . .	»	0,80	60,0	1,0	17,0
5	Камень:					
	а) одиночная мостовая	»	1,50	46,0	1,4	22,5
	б) загрузка . .	»	1,50	—	1,7	47
6	Фильтр	»	8,80	90,0	9,7	—
7	Металлические поковки	кг	53,0	730,0	58,0	—
8	Хворост	м³	3,80	52,0	2,5	56

РАЗБОРЧАТЫЕ ПЛОТИНЫ С ФЕРМАМИ ПОАРЕ

При постройке плотин с напорами более 3—3,5 м и наличии металла, целесообразно применять разборчатые плотины с металлическими фермами системы Поаре или Пузыревского, которые, по сравнению с деревянными, являются более надёжными и долговечными в эксплоатации. Изготовление металлических ферм может быть осуществлено на заводах местной промышленности или МТМ из отходов металла.

При пропуске паводка и ледохода фермы укладываются на дно флютбета, а затем снова устанавливаются. Фермы устанавливаются на расстоянии друг от друга около 1,50 м, пространство между ними перекрывается плоскими деревянными щитами.

Флютбет плотины может быть осуществлен из бетона или дерева.

В качестве примера на рис. 70 приведена конструкция деревянного флютбета плотины с продольными и вертикальными фермами в водобое и с повышенным ряжевым порогом в понуре.

Особенностью этого флютбета является наличие вертикальных ферм, у которых вертикальными стержнями являются сваи, забитые в грунт. Верхний пояс ферм флютбета делается сплошным по всей длине и осуществляет продольное его крепление. Между поясами ферм флютбета поставлены подкосы под углом 45°. Приведённая конструкция флютбета требует для размещения ферм выемки сравнительно глубокого котлована (в 2 м и более).

При напорах более 4 м приходится переходить на свайно-ряжевые или ряжевые флютбеты.

КАМЕННЫЕ И БЕТОННЫЕ ПЛОТИНЫ

При наличии на месте постройки плотины в достаточном количестве камня нужного качества (известняк, гранит, песчаник и т. д.) вполне целесообразна и экономична постройка плотины из указанных материалов.

В этом случае рационально устройство флютбета, устоев и бычков из камня на цементном растворе, с перекрытием пролётов деревянными затворами.

Для напоров от 2,50 до 3,0 м при грунтах основания, допускающих забивку свай (пески разной крупности, супеси, суглинки и глины), может быть применена разборчатая плотина с каменным флютбетом, бычками и устоями, представленная на рис. 71 (типовой проект Гидроэнергопроекта).

В таблице 39 дано потребное количество стройматериалов для осуществления плотины указанной конструкции (при $H = 3$ м).

Таблица 39

Наименование материалов	Ед. измер.	Количество		
		на 1 п. м. плотины	на два устоя	на один бычок
Лес круглый	м³	8,50	16,80	13,20
Лес пиленый:				
а) брусья	»	0,80	11,80	1,10
б) доски	»	0,25	—	0,17
Глина	»	6,20	80,0	9,30
Песчано-гравелистый грунт	»	0,45	50,0	0,70
Камень (одиночная мостовая)	»	1,0	14,40	1,50
Фильтр	»	6,40	—	9,60
Бутовая кладка	»	13,20	365,0	48,40
Металлические поковки	кг	32,0	7,20	7,20

Флютбет плотины имеет водосливную форму; в плотине три пролёта, по 8 м каждый. Толщина бычков равна 1,50 м. Плотина создаёт напор на гидростанции, равный 3,72 м. Поверх плотины уложен деревянный служебный мостик. Подъём затворов осуществляется двумя лебёдками, по одной с каждого конца затвора.

В основании плотины — известняки. Флютбет, устои и бычки плотины запроектированы из бутовой кладки на цементном растворе.

Затворы и подъёмники

Для перекрытия отверстий в деревянных плотинах употребляются следующие затворы:

1) деревянные щиты, опирающиеся на съёмные или постоянные стойки;

2) деревянные шандоры, закладываемые между постоянными стойками, бычками или контрфорсами;

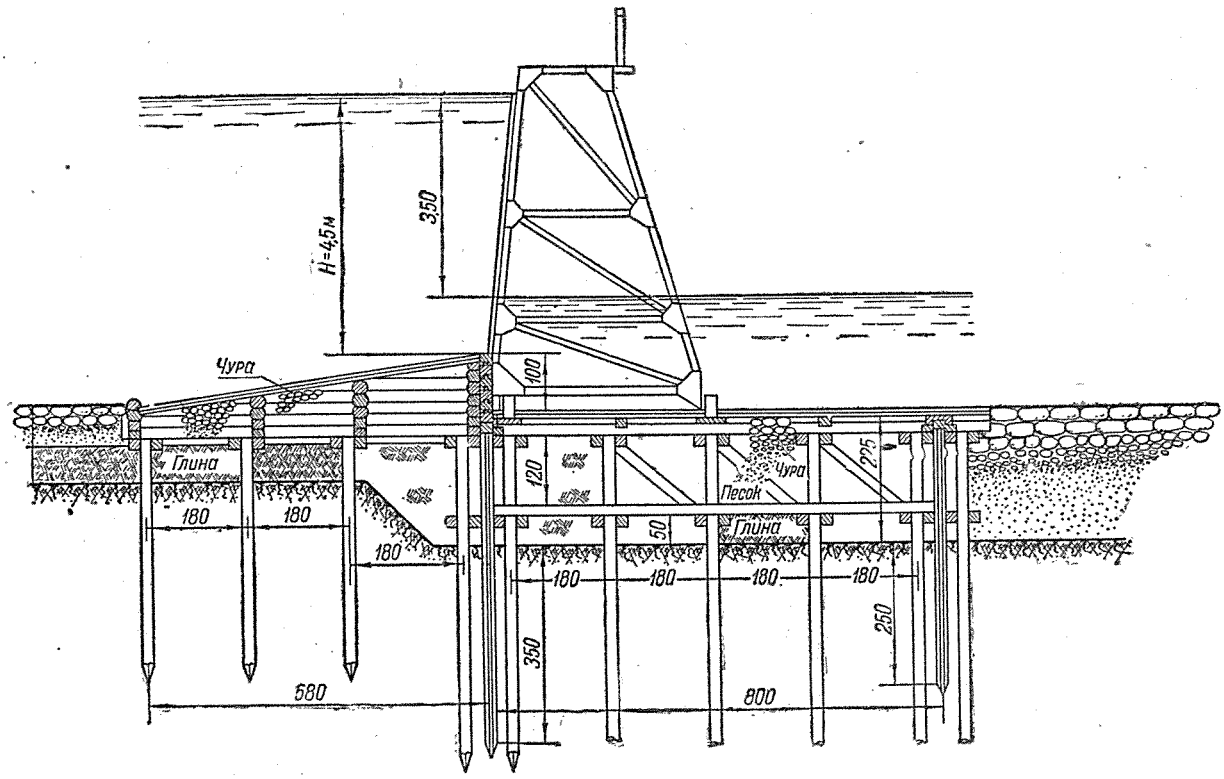


Рис. 70. Разборчатая плотина с фермами Поаре.

Каменные и бетонные флютбеты могут устраиваться и без свайного основания (при соответствующей проверке их на сдвиг и пр.)

На рисунке 72 дана конструкция каменной водосливной плотины.

3) сегментные деревянные затворы, позволяющие быстро открывать и закрывать отверстия плотин, что очень важно при быстро наступающих паводках. Для напоров до 2 м и пролётов до 6,0 м, конструкция сегментных

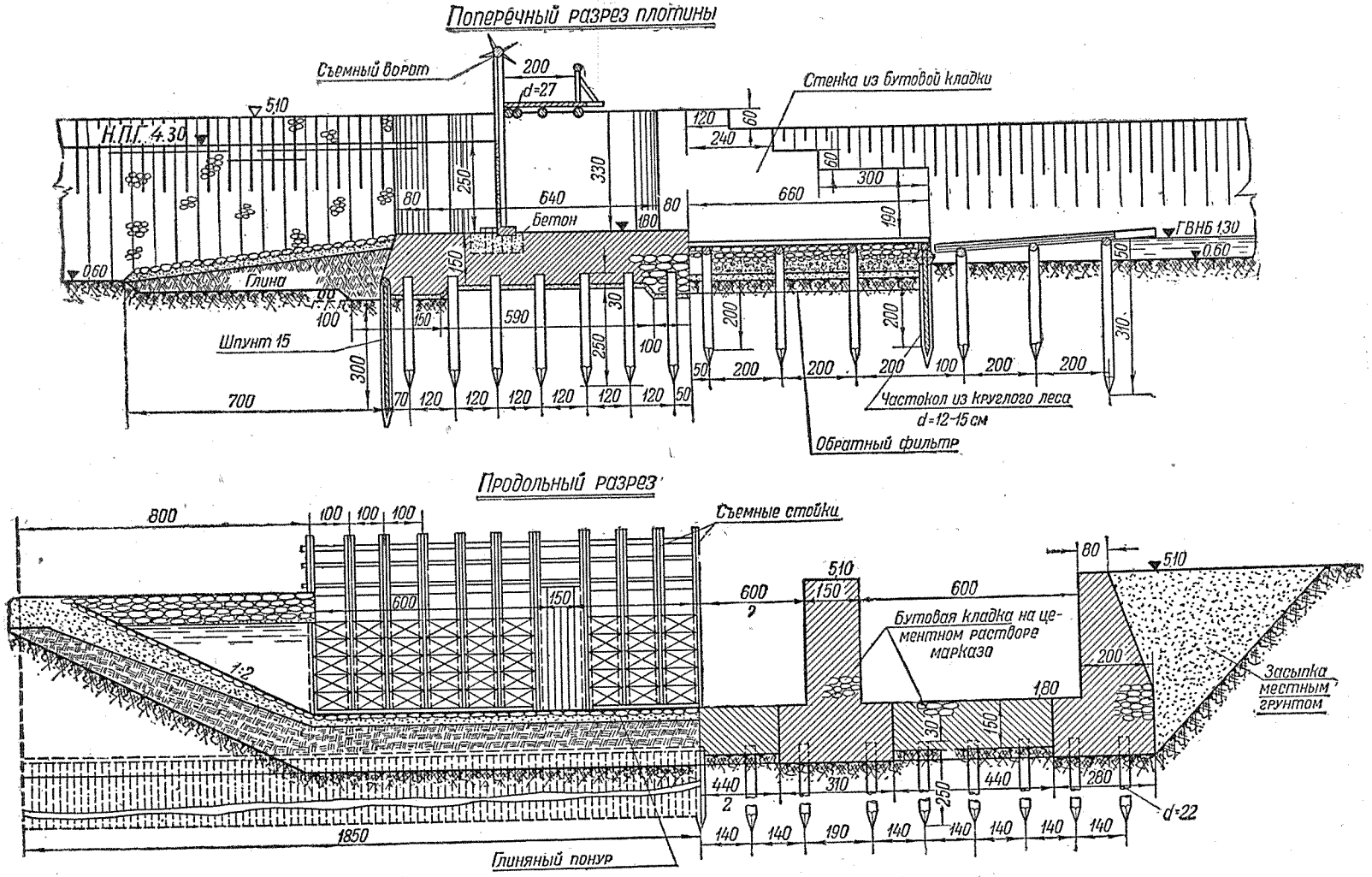


Рис. 71. Каменная разборчатая плотина со съёмными стойками.

затворов получается сравнительно простой.

Наиболее употребительны и достаточно удобны в эксплоатации деревянные щиты со съёмными стойками.

Деревянные щиты делаются из досок толщиной от 5 до 10 см. Высота щитов от 0,5 до 1,0 м, а ширина от 0,80 до 1,6 м, чаще всего около 1 м. Нижние щиты делаются более толстыми и меньшей высоты, чем верхние. При напорах 3 м и больше нижние щиты делаются не выше 0,80 м.

Для возможности свободного поднятия и опускания щита, по обоим его концам оставляются зазоры в один сантиметр. Доски щита между собой плотно пригоняются в четверть (или шпунт). Доски соединяются шпонками, врубаемыми на глубину в 2 см. Ширина шпонки 10 см в верхнем конце и 7 см в нижнем.

Шпонки забиваются с напорной стороны, чтобы они находились в зоне сжатых волокон. С этой же стороны на болтах, или глухарях прикрепляются крючья для вытаскивания щитов.

Ось шпонки размещается от края на расстоянии $\frac{1}{4} - \frac{1}{6}$ длины щита, но не менее 25 см, а ось крюка в 10—15 см от оси шпонки.

При больших напорах концы щитов оковывают полосовым или уголковым железом, а для подъёма щитов, вместо двух крючьев, делают одну скобу. Щиты описанной конструкции (рис. 73) применимы при подъёме щитов воротом. При рычажном подъёме, вместо металлических полос, посредине щита укрепляется деревянный брус.

Для закрывания отверстий шириной более 2 м, употребляют шандоры, которые представляют собой брусья или брёвна, обтёсанные с верхней и нижней стороны. Высота шандор делается в 15—20 см. Подъём шандор производится с помощью специальных тяжёлых балок с захватными крюками или петлями, которые, при опускании балки на шандору, сцепляются с ней.

В тех случаях, когда необходимо перекрыть значительный пролёт плотины и требуется быстро его освобождать для пропуска паводков, с успехом могут быть применены сегментные затворы (рис. 74). Их делают из дерева с дощатой обшивкой. Опорные части — металлические, расположенные на уровне подпёртого горизонта. Перекрываемый пролёт плотин больше пролёта в свету между опорными бычками на величину двух опор затвора (50—70 см). Радиус

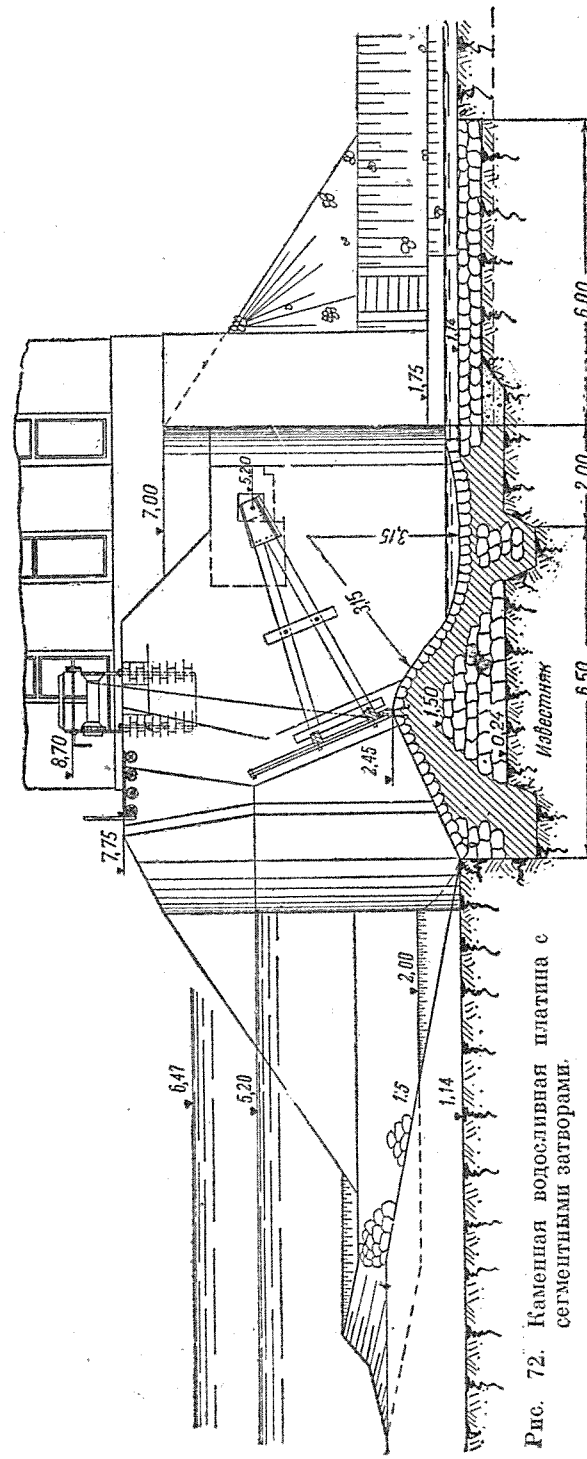


Рис. 72. Каменная водосливная плотина с сегментными затворами.

затвора, в целях получения меньшей длины быков, принят в 1,35 *H*.

По конструкции затвор представляет собой пространственную решётку обычного типа. Давление воды на сегмент передаётся обшивке из досок, соединённых в четверть.

От обшивки давление передаётся вертикальным рёбрам, состоящим из двух брусьев (верхнего и нижнего), которые скрепляются между собой двумя коротышами. Рёбра и балки входят в состав стержней фермы, из которых и состоит сегментный затвор.

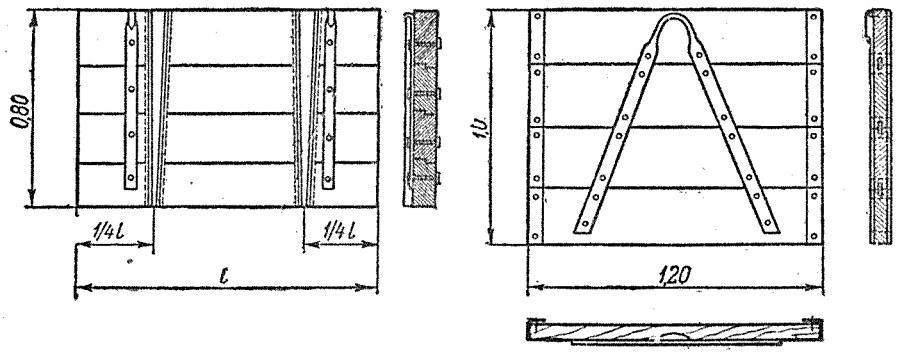


Рис. 73. Деревянные щиты.

Сверху и снизу расположены так называемые портальные фермы, средние подкосы и крайние стойки которых образуют опорный узел.

Для соединения обеих портальных ферм в одну жёсткую систему, в плоскости каждой стойки портальной фермы устанавливают вертикальные фермы.

Все стержни ферм соединяются с помощью простых врубок, а жёсткость узлов обеспечивается установкой металлических угольников или накладок.

Распор сегментного затвора передаётся на металлический тяж, состоящий из двух прутков, соединённых муфтой.

На случай небольших повышений горизонтов воды (5—10 см) для отгона струи, поверху на секторе уложен настил из 4-сантиметровых досок.

Подъёмники плоских деревянных щитов бывают следующих конструкций: воротковый, рычажный или винтовой.

Деревянный воротковый подъёмник делают неподвижным, переносным и подвижным. Неподвижный ворот располагается на верхних концах коренных и съёмных стоек.

Вместо неподвижных воротов устраивается один или несколько переносных. Однако более удобен подвижный ворот, который перемещается на колёсах по специальным балкам, уложенным вдоль плотины (рис. 75).

Рычажный способ подъёма щитов применяется для широких щитов (до 2 м), располагаемых на сравнительно большой глубине под водой (до 2—2,5 м). В этом случае щиты по высоте делаются в два ряда: сначала поднимается верхний щит, а затем нижний.

Щиты располагаются в одном продольном пазу.

При подъёме щита рычаг захватывает металлический стержень, устанавливаемый в отверстия, сделанные в деревянном брусе, прикреплённом к щиту. После подъёма щита на некоторую высоту, вверху он подвешивается к перекладине металлическим стержнем, продетым в отверстие вертикального бруса, соединённого со щитом. Подъём щита при помощи рычага производится двумя рабочими.

Винтовые подъёмники применяются при большой глубине расположения щитов и значительном их весе, обеспечивая подъём и опускание щита при полном напоре.

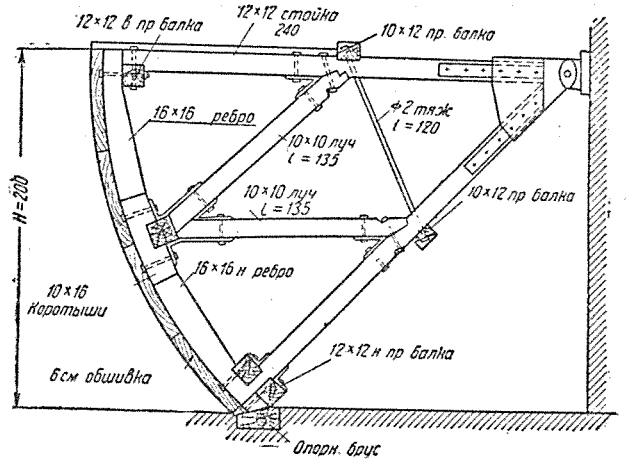
Винтовые подъёмники марки «П» могут изготовляться по чертежам, имеющимся в книге «Атлас типовых гидротехнических сооружений на ирригационной сети», издание Сазгипровод, 1933 г.

Водосливные деревянные и каменно-набросные плотины

Водосливные деревянные плотины могут найти применение при устройстве водозаборов на сравнительно крупных реках, вода которых частично используется на гидроустановке. Устройство такой плотины даёт возможность поднять горизонт воды в реке до нужной отметки, и одновременно легко решается сброс паводковых расходов.

На рисунке 76 представлена конструкция ряжевой водосливной плотины, построенной на плотных грунтах.

Превышение отметки берегового устоя над водосливной частью определяется из условий пропуска паводкового расхода, обеспеченность которого устанавливается в соответствии с классом сооружения.



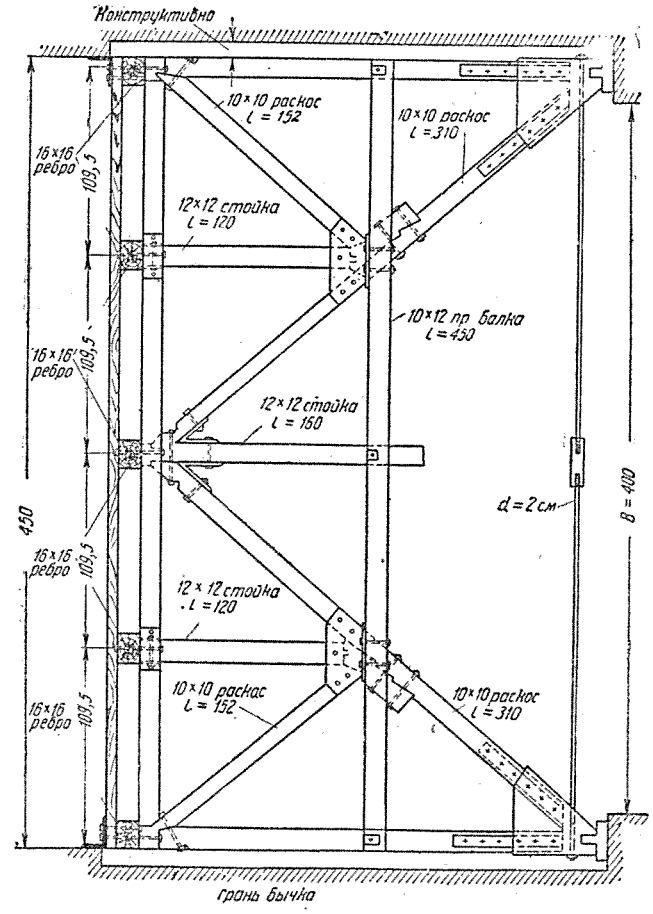


Рис. 74. Конструкция деревянного сегментного затвора для пролётов 4,0 и 6,0 м и напоров H 2,0—4,0 м.

На рисунке 77 представлена конструкция водосливной каркасной плотины (из американских ряжей) для условий мягких грунтов. Впереди ряжа забит деревянный шпунт, что имеет своей целью удлинить путь фильтрации. Глубина забивки шпунта определяется гидротехническим расчётом.

Рисберма плотины осуществлена из каменной наброски в плетнёвых клетках или между отдельными свайками, забитыми в грунт на глубину до 1,5—2,0 м.

Каменно-набросная плотина с водонепроницаемым экраном по верховому откосу, в виде отсыпки из суглинистого грунта (рис. 78), применима при малоразмываемом грунте основания, при напоре до 2 м и толщине переливающего слоя не более 0,3—0,4 м. С верховой стороны на наброске камня отсыпается подготовка из песчано-гравийных грунтов, а по подготовке делается экран из суглинка или торфа. Продолжением экрана иногда устраивается понур из тех же материалов. Для предупреждения про-

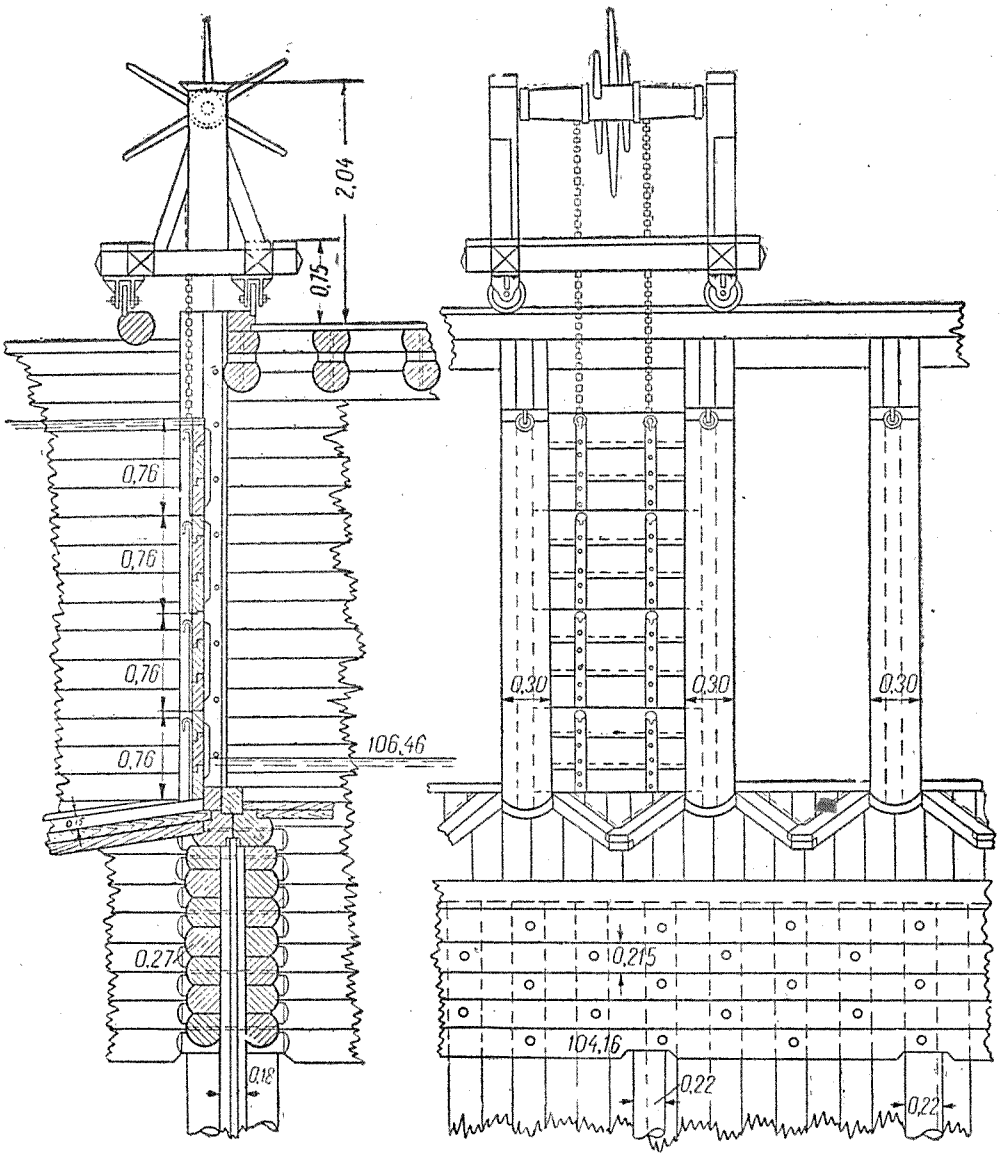


Рис. 75. Передвижной воротковый подъёмник.

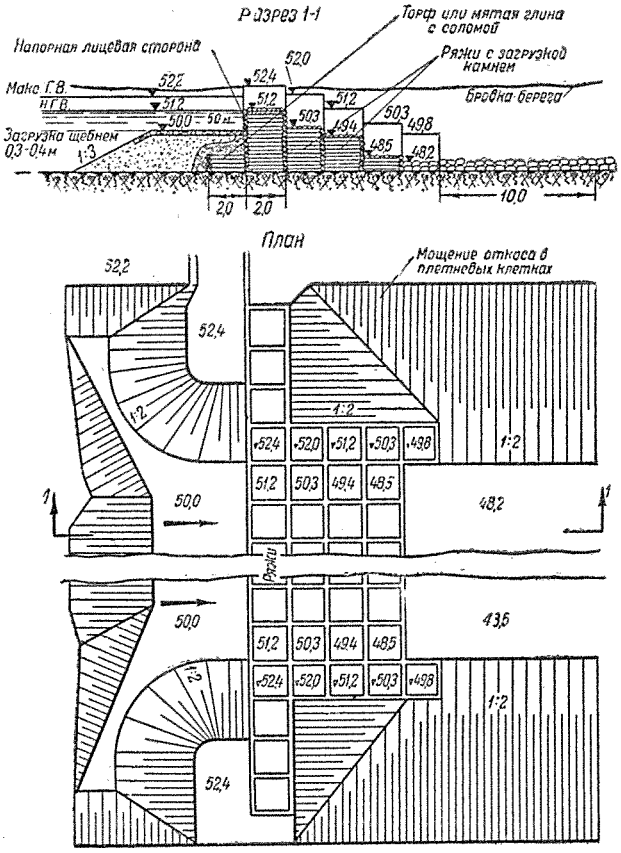


Рис. 76. Ряжевая водосливная плотина.

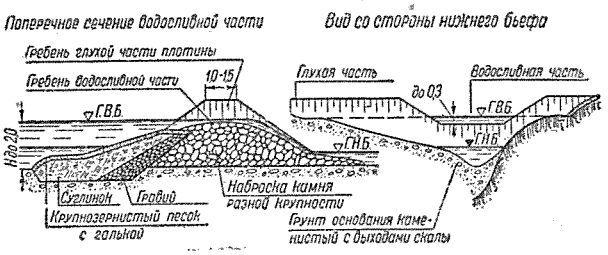


Рис. 78. Водосливная каменно-набросная плотина с экраном.

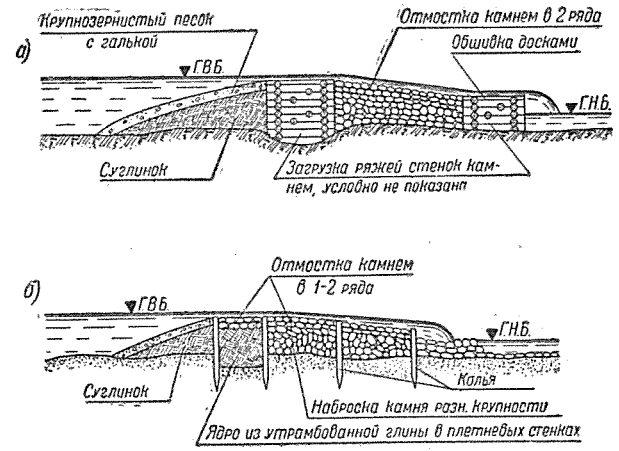


Рис. 79. Водосливная каменно-набросная плотина со стенками:

а — на твёрдых грунтах; *б* — на мягких грунтах.

сачивания воды в обход плотины через берега, экран и понур продолжаются на откосы берегов. Для лучшего сопряжения экрана и понура с дном и берегами производят расчистку грунта от растительности, ила и камней.

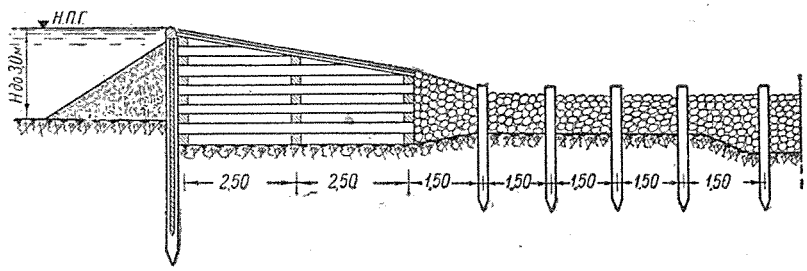


Рис. 77. Водосливная каркасная плотина.

Когда каменная наброска выйдет из воды и будет выше отметки порога водосброса, заканчивают каменную кладку по низовому откосу и гребню насухо, вручную и приступают к устройству экрана.

Каменно-набросная плотина со стенками в теле плотины (рис. 79) применяется при наличии водопроницаемого основания. Она состоит из понура, тела плотины и рисбермы. Стенки идут от одного берега к другому, врезаясь в грунт берегов, не менее чем на 2,0 м.

Если грунт основания легко вымывается фильтрующейся водой, то в основании плотины устраивается обратный фильтр. Ниже водосливной части плотины устраивается крепление каменной мостовой в плетнёвых клетках, выстилкой из фашин или хвороста с пригрузкой камня.

ГЛАВА VIII

ВОДОЗАБОРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

★

СХЕМЫ ВОДОЗАБОРА

Горные реки обычно несут большое количество взвешенных и донных наносов, поэтому, при непосредственном отводе воды из таких рек, в каналы будут захватываться и наносы, отлагаться в них, уменьшая пропускную способность каналов.

Взвешенные наносы, будучи по размерам частиц значительно мельче донных, легко попадают в канал, а из канала в турбины и истирают их лопатки, снижая тем самым коэфициент полезного действия и срок службы турбин.

Как показывает опыт эксплоатации гидростанций, частицы кварцевого песка крупнее 0,25—0,5 мм производят быстрое истирание рабочего колеса турбины. Более мелкие наносы серьёзной опасности для турбин не представляют.

Сооружения, посредством которых вода забирается из реки в каналы, называются *водоприемниками* или *головными сооружениями*.

Головные сооружения обычно устраивают в комплексе с другими гидротехническими сооружениями (плотинами, отстойниками и т. д.).

Назначение головного сооружения — обеспечивать бесперебойную и в нужном количестве подачу воды в деривацию, преграждать доступ в деривацию плавающих тел, льда и шуги; не допускать вредные наносы в деривацию.

Исходя из общего назначения, применяют следующие типы водозабора:

1. Бесплотинный, применяется в случае, когда горизонты и расходы реки обеспечивают водозабор, устраиваемый по типу шлюза-регулятора.

2. Шпорный, применяется при необеспеченности водозабора бытовыми уровнями воды в реке, при необходимости увеличения забора воды, для борьбы с наносами и уменьшения захвата их сооружением.

3. Плотинный, применяется при необеспеченности водозабора бытовыми уровнями реки и при необеспеченности водозабора расходами реки в отдельные периоды.

БЕСПЛОТИННЫЙ ВОДОЗАБОР

Наиболее простым типом бесплотинного неошлюзованного водозабора является открытый канал, подающий самотёком воду к гидростанции.

Скорость движения воды в каналах обычно меньше, чем в реке, поэтому в них имеет место интенсивное выпадение взвешенных наносов, в результате чего каналы быстро заиляются. Поэтому указанный тип водозабора является весьма несовершенным и может быть применён только на реках, не имеющих наносов, или когда количество их незначительно, а длина канала сравнительно невелика.

Чтобы препятствовать захвату излишней воды, в голове канала устанавливают временные прегрэды (сипаи и др.) или создают на канале временные подпорные сооружения.

Сложность эксплоатации и плохая регулируемость забираемого расхода в указанном типе водозабора ещё более ухудшается при размываемых берегах реки и канала, ссобенно при прохождении паводка. В этом случае голова канала будет подвергаться усиленному воздействию потока и постепенно передвигаться вниз по течению.

Переходным типом от примитивного водозабора к ошлюзованному водозабору является устройство шлюза-регулятора в конце холостой

части деривации. Это устройство позволяет избавиться от захвата в паводок излишней воды в деривацию, заставляя холостую часть её работать в качестве отстойника.

Заметное улучшение работы примитивного водозабора достигается применением направляющих устройств системы проф. М. В. Потапова, позволяющей искусственно регулировать режим донных наносов. Направляющая установка состоит из деревянных понтонов, закреплённых на общей раме, удерживаемой наплаву тросами, натягиваемыми с берега лебёдками или воротами.

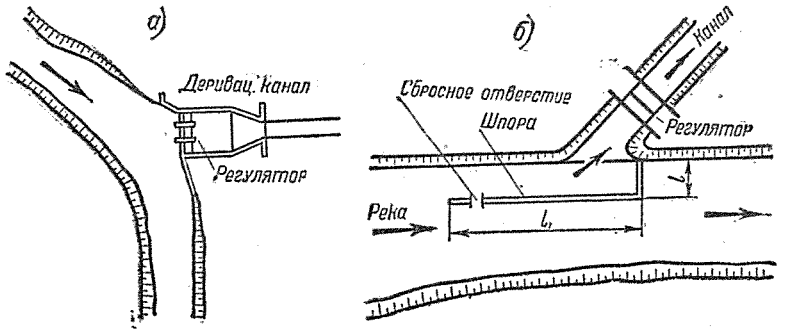


Рис. 80. Схемы бесплотинного водозабора:
а — с регулятором в голове канала; *б* — с водозахватной шпорой.

Расположением в голове деривационного канала шлюза-регулятора в значительной мере улучшаются условия водозабора: улучшается регулирование подачи воды и частично уменьшается захват данных наносов в канал (рис. 80-а).

Для борьбы с наносами имеет большое значение плановое расположение шлюза-регулятора по отношению к потоку. Сооружение должно располагаться на вогнутом или прямолинейном участке реки. Необходимость этого объясняется тем, что на криволинейных участках реки создаётся винтовое движение, с направлением поверхностных токов от выпуклого к вогнутому берегу и донных токов от вогнутого к выпуклому берегу, вследствие чего происходит оттягивание донных наносов от вогнутого берега.

Регулятор при этом нужно располагать не выше середины криволинейного участка.

Для уменьшения попадания наносов в канал необходимо устраивать порог, обеспечивающий возможность забора поверхностных слоев воды, несущих наименьшее количество наносов.

Высота порога зависит от количества и крупности наносов, угла отвода, отводимой доли расхода, глубины реки и конструкции сооружения.

Учитывая переменные уровни воды в реке, порог также должен быть переменной высоты, поэтому он обычно составляется из двух частей: глухой части (собственно порог) и съёмной верхней части, устраиваемой из шандор. Шандоры устанавливаются на время прохождения паводков, а в межень они убираются.

Для большей эффективности порогов необходимо стремиться располагать шандоры возможно ближе к лицевой грани глухого порога. Входные скорости не должны превышать 1,5 м/сек. При больших скоростях увеличивается захват крупных наносов; малые входные скорости (меньше 0,8 м/сек.) также нежелательны ввиду увеличения размеров сооружения.

ШПОРНЫЙ ВОДОЗАБОР

Когда русло реки неустойчиво и имеют место колебания горизонтов не только в зависимости от расходов воды в реке, но и от состояния русла, водозабор проще всего может быть осуществлён устройством водозахватной шпоры (дамбы) (рис. 80-б). Помимо увеличения захвата воды, шпоры имеют также существенное значение для уменьшения поступления донных наносов в деривационный канал.

Шпоры отклоняют часть потока в противоположную сторону от входа в канал, вследствие чего захват донных наносов уменьшается.

Для улучшенной работы шпоры следует устраивать на продольной стенке, в верхней её части, бковое сбросное отверстие. Отвод через это отверстие части расхода воды обеспечивает резкое отклонение донных наносов к сбросу, освобождая от них водоприёмник. Не рекомендуется делать сбросное отверстие в поперечной

части шпоры, так как такое устройство даёт отрицательные результаты.

Ниже приводятся формулы для ориентировочного определения размеров шпоры, предложенные инж. В. А. Шаумян.

Длину поперечной шпоры следует брать равной

$$l = 1{,}2\,\frac{q_k}{q_p}\,b. \qquad (110)$$

Длину продольной стенки шпоры необходимо брать равной

$$l_1 = 1{,}2\left(\frac{q_k}{q_p} + 1{,}25\right)b, \qquad (111)$$

где q_k — удельный расход в голове деривационного канала;

q_p — удельный расход в прибрежной полосе реки, откуда происходит забор воды,

b — ширина канала.

Для обеспечения полного перехвата донных наносов, попавших в пределы шпоры, и сброса их обратно в реку, необходимо пропускать через боковое сбросное отверстие расход в размере 40—50% от расхода, поступающего в шпорный карман.

Шпоры обычно устраиваются из камня, фашин и хвороста.

Во время меженних периодов шпору приходится удлинять, с тем чтобы захватить бóльшую часть воды. Поэтому во время паводков в подводящее русло будет поступать излишнее количество воды.

ПЛОТИННЫЙ ВОДОЗАБОР

При возведении плотин, создающих подпор, естественный режим водотока нарушается. Создание подпора влечёт за собой уменьшение скорости течения как у самой плотины, так и на всём протяжении подпора.

Вследствие уменьшения скорости течения нарушается режим наносов, которые начинают оседать и заносить верхний бьеф, поступать в деривацию, а оттуда и к турбинам гидростанции, чего нельзя допускать. Для этого в составе сооружений плотинного водозаборного узла должны быть предусмотрены специальные устройства, обеспечивающие возможность промыва скапливающихся наносов, и не допускать их в деривацию.

Для борьбы с донными наносами в водосливных плотинах устраивают промывные шлюзы, что требует крепления нижнего бьефа и дна входной части промывного шлюза в целях предупреждения от возможного размыва.

СХЕМЫ ПЛОТИННЫХ ВОДОЗАБОРНЫХ УЗЛОВ СООРУЖЕНИЙ

В зависимости от естественных условий водного источника (количества наносов, их крупности и пр.), могут быть применены следующие схемы плотинных узлов сооружений.

Водозабор с головным регулятором, расположенным при плотине, может быть осуществлён при устройстве деривации в условиях, благоприятных в отношении наносов, когда возможно устройство незаиляемого канала. Эта схема может быть осуществлена также при устройстве высокой плотины (рис. 81), когда водозабор можно производить

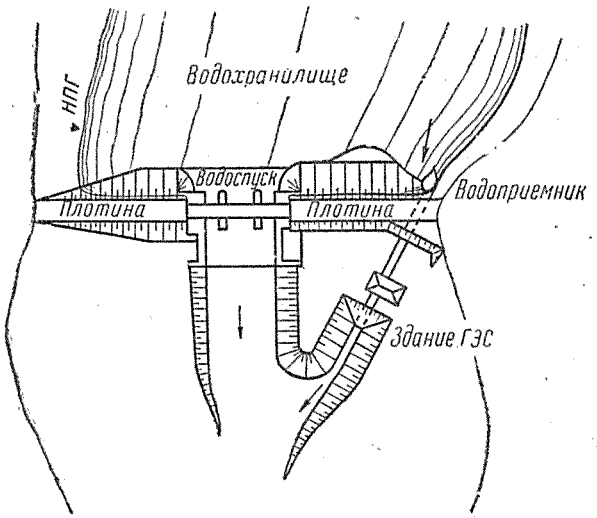


Рис. 81. Схема плотинного водозабора с водохранилищем.

головным регулятором, применяя в этом случае обычные меры борьбы с наносами (устройство входного порога и закладка шандор на время прохождения паводка и т. д.).

Для горных рек, при неблагоприятных условиях в отношении наносов, при осуществлении этой схемы водозабора плотина делается временной, например, из каменной наброски, которая после каждого паводка восстанавливается заново. Такая схема водозабора для малых гидростанций применяется довольно часто.

Водозабор с головным регулятором и промывным шлюзом при плотине применяется при возведении плотин на реках, несущих значительное количество наносов и имеющих значи-

тельные уклоны; хорошие результаты в смысле борьбы с наносами могут быть достигнуты путём устройства перед водоприёмником раздельной стенки, благодаря которой перед входом в канал создаётся спокойный бьеф и происходит отложение крупных наносов. Промыв скапливающихся наносов осуществляется периодически; для этой цели в плотине предусматриваются специальные промывные отверстия (промывные шлюзы).

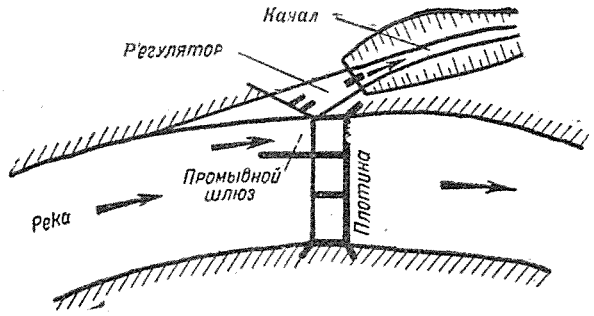


Рис. 82. Схема водозаборного узла со щитовой водосливной плотиной, головным регулятором и промывным шлюзом.

На рисунке 82 дана схема водозаборного узла сооружений со щитовой водосливной плотиной, головным регулятором и промывным шлюзом.

Существенным недостатком данной схемы водозабора является необходимость периодического промыва наносов, во время которого прекращается подача воды в деривацию. В противном случае требуется устройство специальных водохранилищ для суточного регулирования расходов.

Устройство промывных шлюзов, как мера борьбы с поступлением наносов в деривацию, не всегда достигает цели. Наиболее радикальным средством борьбы с наносами является устройство специальных отстойников. Отстойники устраиваются или в составе головных сооружений непосредственно при плотине (рис. 83) или на некотором расстоянии от водоприёмника.

Проектирование отстойников представляет собой довольно сложную комплексную задачу, связанную как с естественными условиями местности, так и с режимом водотока.

ВОДОЗАБОР ТИРОЛЬСКОГО ТИПА

Водозабор с плотиной тирольского типа представляет бетонный (или из другого материала) канал, расположенный поперёк русла реки и перекрытый сверху решёткой, предохраняющей канал от попадания крупных наносов (см. рисунок 84).

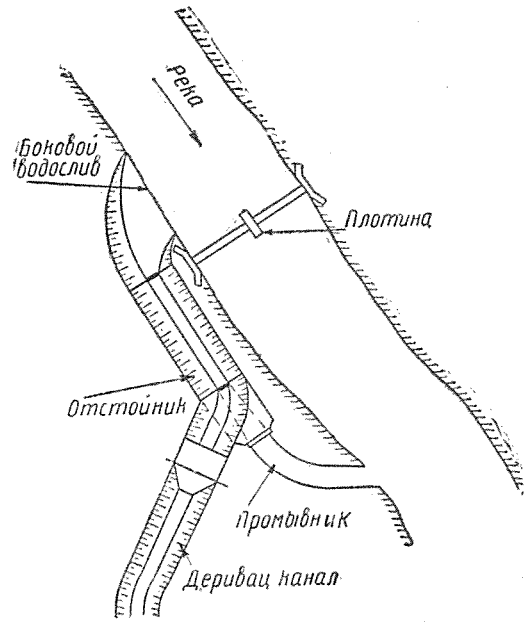


Рис. 83. Схема расположения водозаборного узла с отстойником при плотине.

Канал с обеих сторон ограждён устоями. Этот донный канал является водоприёмником; вода вместе с мелкими наносами попадает из него в отстойник на берегу реки, откуда затем поступает в деривацию. При водозаборе тирольского типа естественный режим потока не нарушается, и забор воды возможен при любых горизонтах. В маловодные дни возможен захват всей реки.

Такой водозабор можно применять для рабочих расходов от 0,1 до 5 м³/сек. Он осуществлён на ряде мелких гидроэлектростанций Союза, расположенных в горных районах (рис. 84).

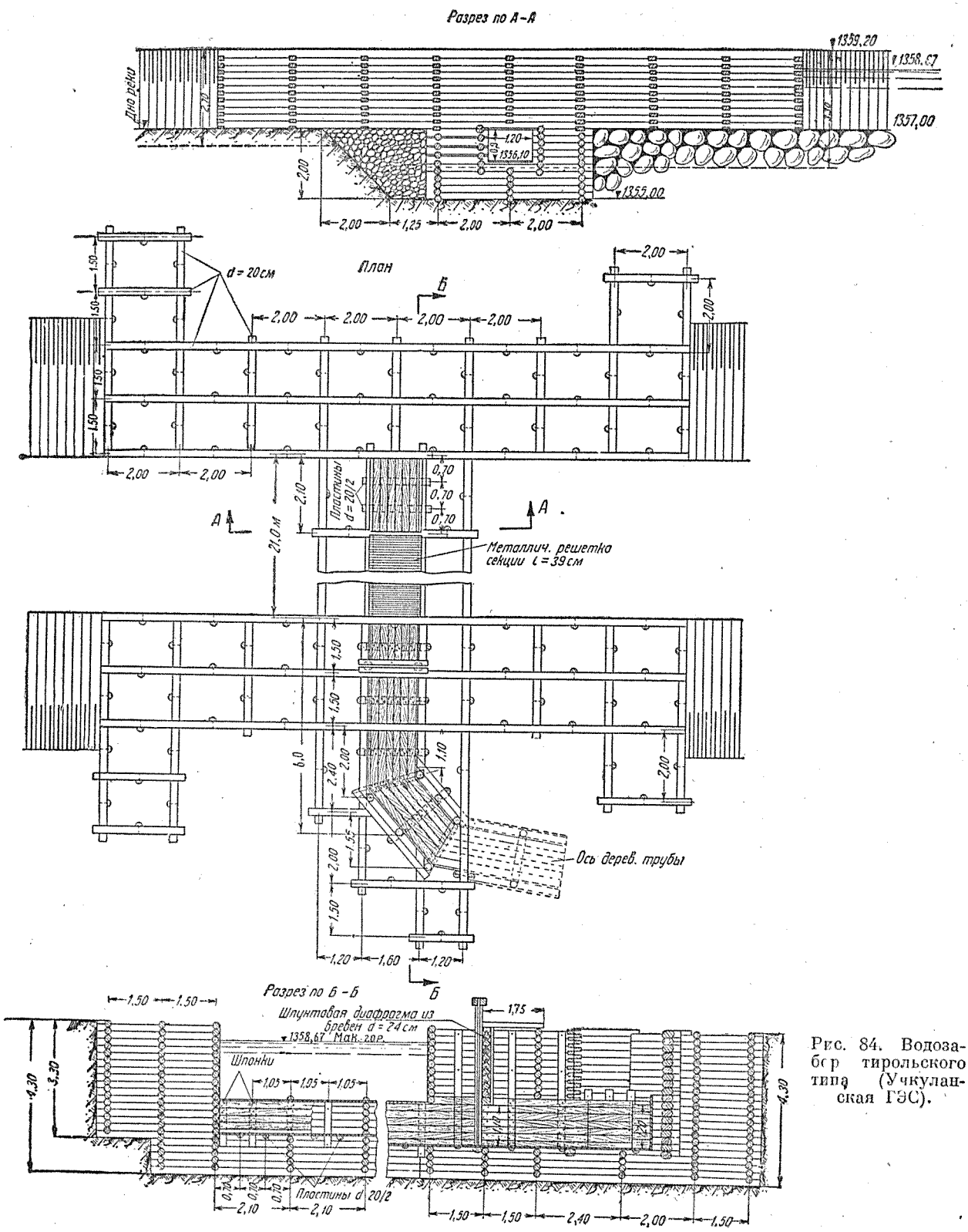


Рис. 84. Водозабор тирольского типа (Учкуланская ГЭС).

ГЛАВА IX

ВОДОПОДВОДЯЩИЕ СООРУЖЕНИЯ (ВОДОВОДЫ)

*

Водоводы, применяемые при постройке гидроэлектростанций, разделяются на безнапорные (каналы, лотки, безнапорные тоннели) и напорные (деревянные, железобетонные и металлические трубопроводы, напорные тоннели).

Каналы в насыпях не отличаются особой надёжностью эксплоатации и имеют высокую стоимость.

Устройство каналов в полувыемке-полунасыпи основывается на принципе полного использования земли из выемки для устройства ограждающих дамб, что имеет сравнительно большое распространение при сооружении подводящих каналов малых гидростанций.

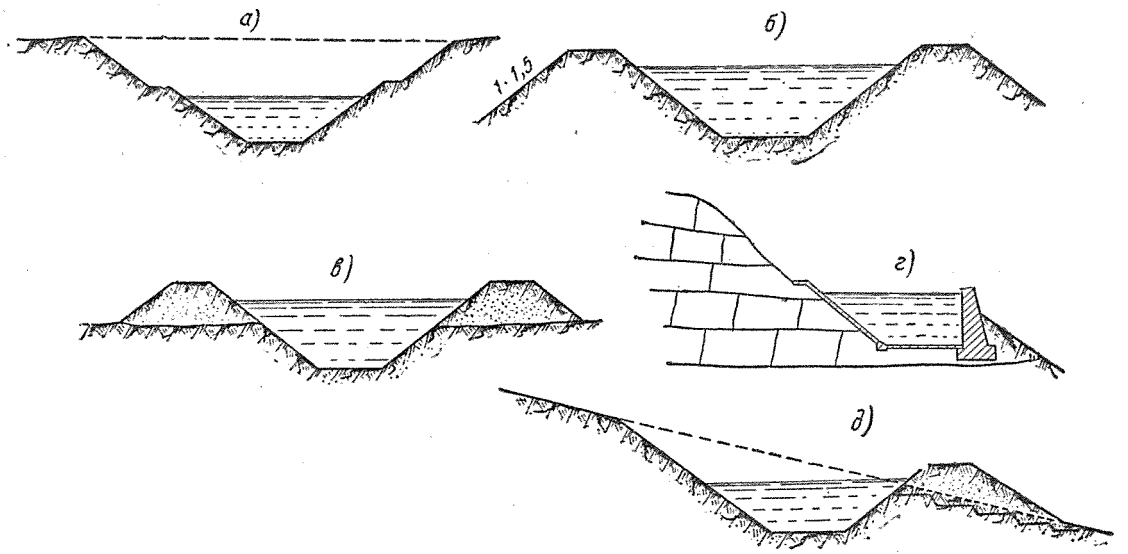


Рис. 85. Открытые каналы:
а — в выемке; *б* — в насыпи; *в* — в полувыемке-полунасыпи; *г* — на косогоре (скалистый грунт); *д* — то же (мягкий грунт).

При выборе типа водовода в каждом конкретном случае необходимо тщательно изучить возможность применения различных типов водоводов и составить сравнительные подсчёты, после чего принимать то или иное решение.

ОТКРЫТЫЕ КАНАЛЫ

Подводящие каналы могут быть запроектированы и осуществлены в выемке, насыпи, полувыемке-полунасыпи, а также на косогоре (рис. 85).

Однако наиболее надёжным, по условиям эксплоатации, способом возведения подводящих каналов является устройство их в выемке. Заложение откосов канала должно быть выбрано таким образом, чтобы после насыщения грунта водой оно сохранило свою устойчивость. В песчаных грунтах этому условию удовлетворяют

откосы с углом наклона к горизонту меньше угла естественного откоса грунта.

При значительной длине канала (несколько километров) лучше всего назначать откосы на основе пробной отрывки хотя бы нескольких метров канала и испытания их водой.

При скоростях течения воды, превышающих допускаемые для данного грунта, следует применять крепление откосов.

Наиболее распространённым типом крепления откосов и дна канала является мощение камнем по слою щебня или гравия. Допускается также мощение по слою мха (10—15 см). При сильно водопроницаемых грунтах, для устранения потерь воды из канала, иногда устраивается глиняная облицовка откосов и дна каналов. Возможно также применение бетонной облицовки. Для уменьшения фильтрации воды из каналов иногда применяют искусственное заполнение пор грунта глинистыми частицами (кольматаж).

Устойчивость стенок и дна канала зависит, главным образом, от удачного назначения соответствующих данному грунту допускаемых скоростей воды.

НЕЗАИЛЯЮЩИЕ СКОРОСТИ ТЕЧЕНИЯ

Для расчёта открытых каналов на заиление применяются формулы Кеннеди (112) и Гриффитс-Ласея (113)

$$v_k \geqslant ah^{0,64}, \qquad (112)$$

$$v_k \geqslant a_1 R^{0,50}, \qquad (113)$$

где: v_k — «критическая» средняя скорость течения в м/сек.;
h — средняя глубина канала в м;
R — гидравлический радиус в м;
a и a_1 — коэфициенты, значения которых даны в таблице 40.

Таблица 40

Характеристика грунта	a	a_1
Крупные песчано-илистые наносы	0,60—0,71	0,65—0,77
Средние песчано-илистые наносы	0,54—0,57	0,58—0,64
Мелкие наносы	0,39—0,41	0,41—0,45
Очень мелкие наносы	0,34—0,37	0,37—0,41

Проф. Е. А. Замарин, на основе изучения и анализа работы большого количества ирригационных каналов Средней Азии и Закавказья, предложил следующую формулу для проектирования незаиляющихся каналов:

$$\rho = 0{,}022 \frac{v}{w_0} \sqrt{\frac{Riv}{w}}, \qquad (114)$$

где ρ — транспортирующая способность канала в кг/м³;
v — средняя скорость течения воды в канале в м/сек.;
R — гидравлический радиус канала в м;
i — гидравлический уклон поверхности воды;
w — средневзвешенная гидравлическая крупность наносов в м/сек.;
$w_0 = w$ м/сек. при $w \geqslant 0{,}002$ м/сек.;
$w_0 = 0{,}02$ м/сек. при $w \leqslant 0{,}002$ м/сек.

Следует учитывать, что в суровых зимних условиях, когда поверхность воды покрывается льдом, пропускная способность канала сильно снижается.

Поэтому сечение канала нужно проверять на пропуск расчётных расходов воды зимнего периода с учётом толщины ледяного покрова, уменьшающего живое сечение канала по высоте на 0,9 толщины льда.

НАПОРНЫЕ БАССЕЙНЫ И СБРОСЫ

В месте перехода от безнапорного водовода (канала, лотка или безнапорной штольни) к трубопроводу, подающему воду под напором к турбинам гидростанций, устраивается специально расширенная и углублённая камера в виде небольшого водоёма, называемого напорным бассейном.

В зависимости от рельефа местности, расхода и содержания наносов в воде, применяют один из двух основных типов напорных бассейнов: напорный бассейн без отстойника и напорный бассейн, совмещённый с отстойником.

Применение прямого или бокового подвода воды к зданию ГЭС в этих типах бассейнов обусловливается местными топографическими и геологическими условиями. Необходимость совмещения в напорном бассейне и отстойника обусловливается содержанием и крупностью наносов, поступающих в напорный бассейн.

Для предохранения от попадания в трубопровод плавающих тел и мусора применяют решётки, а также предусматривают шандорные заграждения, отключающие трубопровод от деривации. Для удаления излишков поступающей

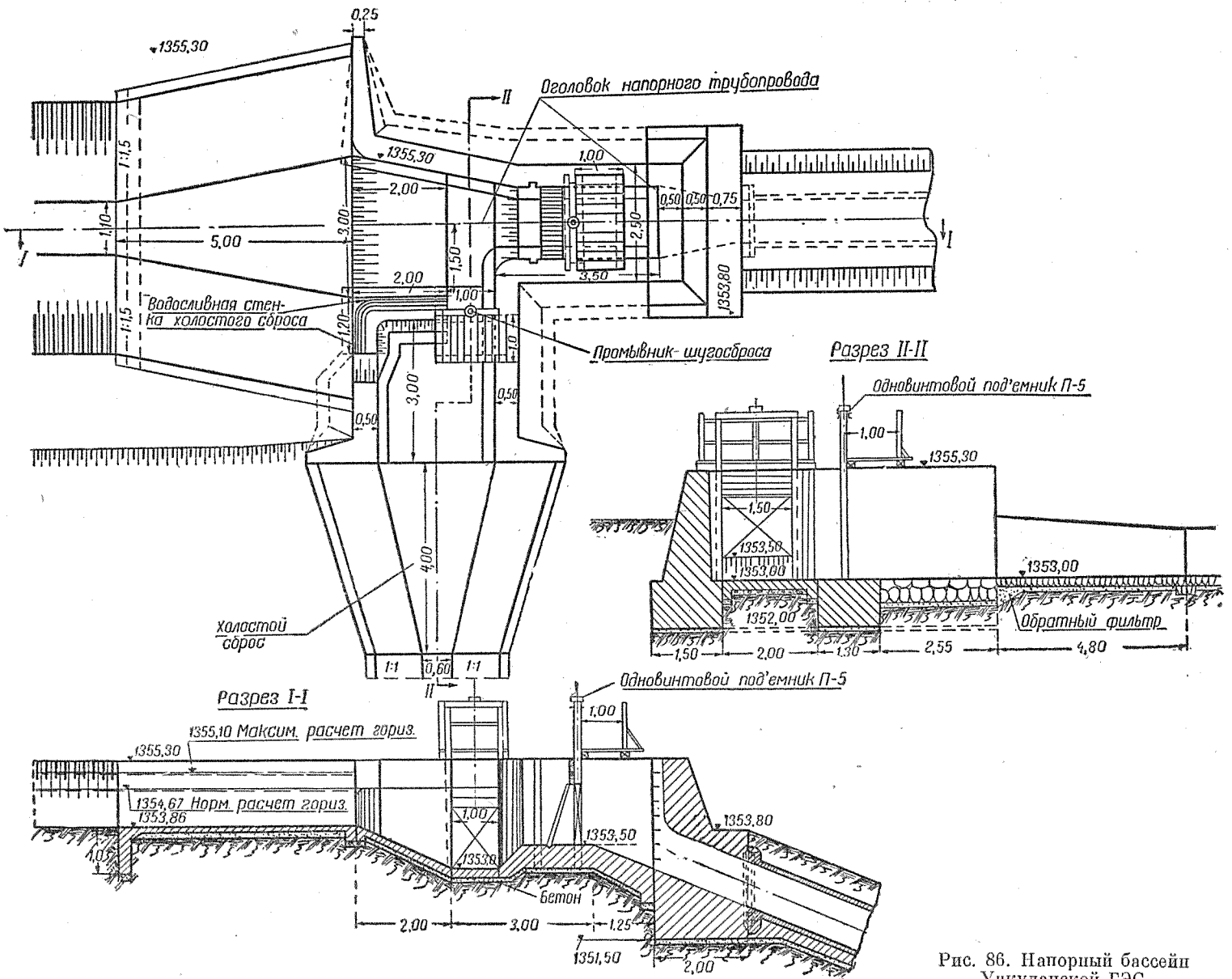


Рис. 86. Напорный бассейн Учкуланской ГЭС.

воды из деривации, при напорном бассейне устраиваются сбросы; иногда предусматривают и шугосбросы.

Иногда сбросные и промывные устройства совмещаются в одном месте.

На рисунке 86 показан напорный бассейн Учкуланской гидростанции. Этот бассейн построен в 1939 г. и осуществлён по типу прямого подвода воды с боковым холостым сбросом—промывником. Расчётный расход гидростанции 1,40 м³/сек.

Вода для гидростанции забирается из р.Хурзук (приток р. Кубань) и подводится открытым каналом. В зимние месяцы имеет место образование шуги, для сброса которой предусмотрено отверстие со щитами. Это отверстие служит также для промыва скапливающихся в напорном бассейне наносов. Сброс излишних вод производится через водосливную бетонную стенку, расположенную на одной линии с промывником — шугосбросом. Переливающаяся вода и шуга поступают в специальный канал (холостой сброс), через который вода сбрасывается в реку.

НАПОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

От напорного бассейна, при напорах более 8 м, вода подводится к турбинам гидростанции напорными трубопроводами. При меньших напорах бассейн непосредственно примыкает к зданию станции.

По применяемому материалу трубопроводы разделяются на деревянные, железобетонные и металлические.

Деревянные трубопроводы

В зависимости от расхода воды диаметры деревянного трубопровода могут быть от 0,30 до 3 и более метров.

Деревянные трубы применяются двух типов: сверлёные и клёпочные. Первые изготовляются на месте работ и бывают лишь малых диаметров (50—150 мм и редко больше).

Клёпочные трубы изготовляются из отдельных клёпок. Клёпки поверху стягиваются проволочной обмоткой или бандажами из круглого железа.

Под действием напора воды клёпки разбухают, и тем самым обеспечивается водонепроницаемость трубы.

Клёпочные трубы изготовляются двух видов: звеновые и непрерывные.

Звеновые трубы изготовляются на заводах, имеют длину до 6,0 м и диаметры от 75, до 450 мм. Клёпки труб обтягиваются (спирально) оцинкованной или другой, защищённой от коррозии, проволокой. Концы труб фрезеруются в соответствии с типом стыковых соединений. Стыковые соединения звеновых труб являются самыми слабыми их местами, через которые происходит утечка воды. Транспорт звеновых труб на большие расстояния затруднителен.

Клёпочные трубопроводы непрерывного типа при постройке гидростанций имеют наибольшее применение. Они собираются на месте работы из клёпок, доставляемых с завода.

Клёпки поверху стягиваются металлическими бандажами (обручами) из круглого железа. Концы бандажей укрепляются в башмаке. Клёпки располагаются вперевязку.

Гидравлический расчёт деревянных трубопроводов производится по формуле Скобея:

$$I = 0{,}000885 \frac{v^{1,80}}{D^{1,17}},$$

где I — гидравлический уклон (или потеря напора);

D — внутренний диаметр трубопровода в м;

v — скорость воды в м/сек.

Для определения потери напора по длине трубопровода нужно полученную по формуле величину умножить на длину трубопровода в метрах.

Толщина клёпок и их количество определяются, в зависимости от диаметра трубопровода, по таблице 41.

Клёпка изготовляется из древесины лиственницы, сосны, ели и пихты. Трубы из еловой и пихтовой клёпки допускаются лишь в том случае, если они предназначены для работы на срок не более 10 лет.

Для изготовления бандажей должна применяться прутковая сталь, отвечающая по размерам и качеству ОСТ 2395.

Опоры деревянных труб. Деревянные трубопроводы могут укладываться как по поверхности земли (открытые), так и ниже поверхности (с засыпкой).

Засыпка землёй допускается, как исключение, лишь для трубопроводов диаметром до 1 м, причём высота засыпки над трубопроводом не должна превышать:

а) 2,5 м для трубопроводов диаметром до 600 мм,
б) 1,5 » » » » от 700 до 1000 мм.

Частичная засыпка трубопровода по высоте не допускается.

Укладка труб по поверхности земли более предпочтительна, так как трубы доступны для осмотра и ремонта.

Открытые трубопроводы диаметром до 1 м укладывают на подкладках или на седлообразных опорах.

Величина угла охвата трубопровода промежуточной опорой принимается:

а) 90° для трубопровода диаметром от 500 до 1 000 мм
б) 120° » » » » 1 100 » 2 000 »

Трубопроводы диаметром выше 1 м укладываются только на опорах.

Подкладки делаются только из дерева, опоры же могут быть деревянными, бутовыми, железобетонными и металлическими. Расстояние между опорами трубопровода определяется в зависимости от диаметра трубы, толщины клёпки, диаметра и числа бандажей, плотности грунта и колеблется от 1,50 до 4,50 м.

Таблица 41

Размеры деревянных труб и клёпок
(стандарт)

Внутренний диаметр трубопровода (в мм)	Клёпки		Внутренний диаметр трубы (в мм)	Клёпки	
	толщина (в мм)	количество клеток по окружности (в шт.)		толщина (в мм)	количество (в шт.)
500	40	15	2 100	71	50
600	40	19	2 200	71	50
700	40	19	2 300	71	50
800	41	22	2 400	71	50
900	41	22	2 500	86	50
1 000	41	26	2 600	86	60
1 100	41	26	2 700	86	60
1 200	51	31	2 800	86	60
1 300	51	31	2 900	86	60
1 400	62	36	3 000	86	68
1 500	62	36	3 200	90	68
1 600	71	36	3 400	90	70
1 700	71	36	3 600	96	80
1 800	71	40	3 800	96	80
1 900	71	40	4 000	96	80
2 000	71	40			

Таблица 42

Расстояние между опорами труб

Диаметр трубы (в мм)	Расстояние между опорами (в м)		Диаметр трубы (в мм)	Расстояние между опорами (в м)	
	от	до		от	до
500	3,6	4,6	2 500	2,6	3,6
1 000	3,3	4,4	3 000	2,4	3,4
1 500	3,0	4,1	3 500	2,2	3,2
2 000	2,8	3,9	4 000	2,1	3,0

Для ориентировочного определения расстояния между опорами можно пользоваться данными Кригера, приведёнными в таблице 42.

Высота опор должна быть такова, чтобы труба от земли была на высоте в 200—300 мм для возможности наблюдения и ремонта.

ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Железобетонные трубы могут строиться на месте или поставляться в готовом виде (звеньями). Железобетонные непрерывные трубопроводы обычно изготовляются больших диаметров (от 0,8 до 4,0 м).

Звеновые трубы изготовляются диаметром от 300 до 1 000 мм.

Диаметры труб устанавливаются в пределах от 300 до 500 мм — с интервалами в 50 мм, а в пределах от 500 до 3 000 мм—с интервалами в 100 мм. Наивыгоднейший диаметр трубопровода определяется в каждом отдельном случае на основе технических и экономических расчётов.

Гидравлический расчёт бетонных и железобетонных труб производится по формуле Скобея:

$$I = a \frac{v^2}{D^{1,25}}, \qquad (116)$$

где I — гидравлический уклон (или потери напора);
D — внутренний диаметр трубы в м;
v — скорость воды в м/сек.;
a — коэфициент, который для труб, изготовленных в деревянной опалубке, принимается равным 0,001135.

Для определения потери напора по длине трубопровода нужно полученную по формуле величину умножить на длину трубопровода в метрах.

Толщина стенки трубопровода при напоре менее 25 м приближённо может быть определена по формуле:

$$e = 3{,}5 + 0{,}06\ (D - 15),$$

где e —толщина стенки в см;
D—диаметр трубы в см.

При напоре более 10 м арматура должна быть двойная. Минимальная насыщенность рабочей кольцевой арматуры должна быть не менее 0,4%, а продольной не менее 0,2% от сечения бетона.

Расстояние между стержнями кольцевой арматуры должно быть не более полуторной толщины стенки трубы и не более 17 см. Расстояние между продольными стержнями — около 15 см. Защитный слой над арматурой трубы должен быть не менее 2 см.

При значительной длине железобетонного открытого трубопровода (более 30 м), необходимо предусматривать температурные швы. При меньшей длине, трубы могут изготовляться не-

разрезными, но с устройством швов в местах примыкания к массивам (напорный бассейн, здание ГЭС).

Неразрезные трубопроводы должны бетонироваться отдельными участками, с оставлением временных швов (примерно через 10 м), которые замыкаются после того, как забетонированные участки достигли наибольшего сокращения от усадки и действия температуры (через 25—30 дней).

При сооружении неразрезного трубопровода бетонирование отдельных участков его должно быть приурочено к периоду низких температур.

Железобетонные трубопроводы чувствительны к изменениям температуры; поэтому в целях лучшей эксплоатации желательна засыпка их грунтом на высоту от 0,5 до 1,5 м, в зависимости от глубины промерзания. Железобетонные трубопроводы осуществляются двух типов: постелистые и на сплошной опоре.

Расчёт опор трубопроводов

Расчёт железобетонных, бетонных и бутовых анкерных и промежуточных опор должен быть произведён на сумму всех основных сил, могущих действовать одновременно в самой невыгодной для работы сооружения комбинации, для случаев: а) наполненного трубопровода с движением воды или при закрытых затворах у турбины; б) опорожнённого трубопровода.

Проверка устойчивости на сдвиг анкерных и промежуточных опор, расположенных на скалистых грунтах, производится в плоскости основания опоры (рис. 87) по формуле:

$$K_{сд} = \frac{\Sigma N \cdot f}{\Sigma A}, \qquad (117)$$

где $K_{сд}$ — коэфициент устойчивости против сдвига, равный: при действии основных сил $K_{сд} \geqslant 1{,}5$, при действии основных и дополнительных сил

$$K_{сд} \geqslant 1{,}2,$$

при действии основных, дополнительных и катастрофических сил $K_{сд} \geqslant 1{,}1$;

ΣN — нормальная к плоскости основания составляющая равнодействующей всех сил, действующих на опору;

ΣA — сдвигающая опору составляющая равнодействующей всех сил, действующих на опору;

f — коэфициент трения кладки по грунту.

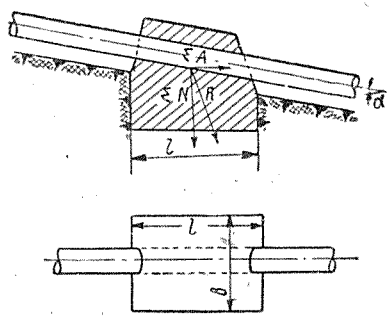


Рис. 87. Расчётная схема опор.

Проверка устойчивости на сдвиг опор трубопровода, расположенных на нескальных (мягких) грунтах, производится в предположении возможности образования в грунте основания наклонных прямолинейных или криволинейных поверхностей скольжения. Величина коэфициентов устойчивости против сдвига принимается та же, что и для предыдущего случая.

Определение напряжений в кладке и на грунт производится по формулам:

$$\sigma = \frac{R}{bl}\left(1 \pm \frac{6c}{l}\right) \leqslant [\sigma], \qquad (118)$$

$$\tau = \frac{P}{b_1 l_1} \leqslant [\tau], \qquad (119)$$

где σ — нормальные напряжения в кладке и на грунт в т/м²;

$[\sigma]$ — допускаемые напряжения в кладке и на грунт в т/м²;

R — равнодействующая всех сил в т;

l — длина опоры в рассматриваемом сечении опоры или в основании её в м;

b — ширина опоры в м;

c — эксцентриситет равнодействующей в м;

τ — скалывающие напряжения в т/м²;

$[\tau]$ — допускаемые скалывающие напряжения в т/м²;

P — составляющая равнодействующей всех сил, действующих на часть массива выше рассматриваемой плоскости скалывания, параллельная плоскости скалывания, в т;

b_1 — ширина плоскости скалывания в м;

l_1 — длина плоскости скалывания в направлении скалывающего усилия в м.

ГЛАВА X

ВОДЯНЫЕ ТУРБИНЫ

★

Основной частью водяной турбины является рабочее колесо, вращающееся вместе с валом и состоящее из нескольких рабочих лопаток, направляющего аппарата, назначение которого — дать воде при входе в рабочее колесо нужное направление и скорость.

Направляющий аппарат обычно даёт также возможность регулировать расход, мощность и число оборотов турбины.

В состав многих турбин входит турбинная камера, подводящая воду к направляющему аппарату, и всасывающая труба, отводящая воду от рабочего колеса.

Всасывающая труба имеет своим назначением уменьшить потерю кинетической энергии воды при выходе из рабочего колеса, а также даёт возможность расположить турбину над уровнем нижнего бьефа без соответствующей потери напора.

КЛАССИФИКАЦИЯ ВОДЯНЫХ ТУРБИН

По характеру действия воды в турбинах и отдачи энергии они разделяются на два основных класса.

1. *Активные турбины*, в которых действие воды производится отклонением свободной струи на рабочих лопатках. В рабочем колесе этих турбин имеется везде одно и то же давление.

2. *Реактивные*, или напорные, турбины, работающие с избытком давления, в которых рабочим давлением является сила реакции воды. В этих турбинах давление воды при входе в рабочее колесо больше, чем при выходе.

Каждый из указанных двух классов турбин разделяется на отдельные системы с характерными формами рабочих колёс и направляющих аппаратов.

Активные турбины. К системе активных турбин относятся турбины Пельтона (рис. 88) и турбины Банки (рис. 89). По числу рабочих колёс, входящих в состав турбин Пельтона, они разделяются на одноколёсные и двухколёсные, а по числу сопел при каждом колесе — на односопловые и многосопловые.

Турбины Банки в СССР применяются преимущественно для сельскохозяйственных гидростанций небольшой мощности. Отличительной особенностью этой турбины является то, что вода, попадая на лопатки вращающегося рабочего колеса, пересекает их дважды, благодаря чему достигается более полное использование энергии.

Реактивные турбины. Из числа реактивных турбин в настоящее время применяются турбины Френсиса, пропеллерные и др.

Пропеллерная турбина представляет собой реактивную осевую турбину с рабочим колесом, состоящим из ряда рабочих лопаток, расположенных в плоскости, нормальной к валу колеса, и укреплённых неподвижно на втулке.

Турбина Каплана — пропеллерного типа, рабочие лопатки которой способны поворачиваться все одновременно вокруг своих осей, укреплённых на втулке колеса. Направляющий аппарат турбины Каплана такой же, что и у турбин Френсиса.

В последнее время в подражание турбине Каплана появились различные варианты этого типа турбин, из которых следует прежде всего отметить турбину Каплана-Томана, представляющую собой упрощённую турбину Каплана. В этой турбине рабочие лопатки подвижны, а лопатки направляющего аппарата неподвижны.

На рисунке 90 показаны рабочие колёса турбин разных систем.

Системы турбин, в зависимости от соотношений размеров рабочих колёс, направляющих аппаратов и других элементов, подразделяются на отдельные типы, которые, в основном, характеризуются типами рабочих колёс. Тип рабочего колеса турбины характеризуется его быстроходностью.

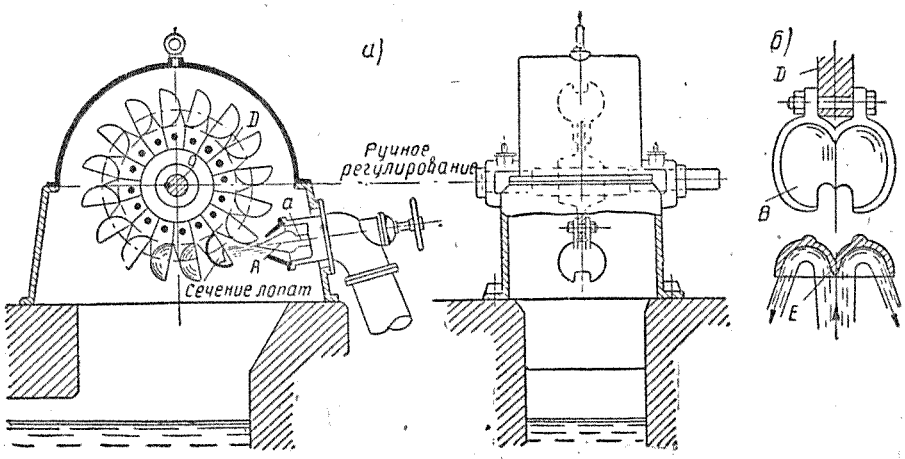


Рис. 88. Турбина Пельтона.

Быстроходностью (или удельным числом оборотов) турбины называется число оборотов в минуту турбины, подобной данной, но таких

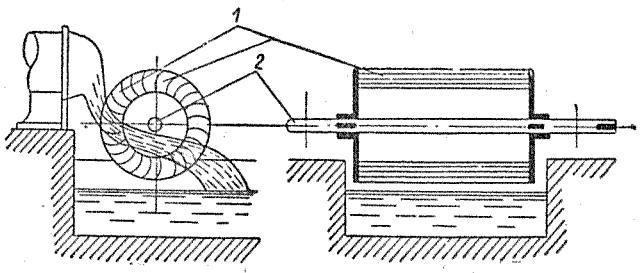


Рис. 89. Турбина Банки:
1 — лопатки; *2* — вал.

размеров, что она при напоре в 1 м развивает мощность в 1 л. с.

Быстроходность обозначается буквами n_s и определяется формулой:

$$n_s = \frac{n}{H}\sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}}, \qquad (120)$$

где n — число оборотов турбины в минуту;
H — напор в м;
N — мощность турбины в л. с.

Если N выражена в киловаттах, то для определения n_s служит следующая формула:

$$n_s = 1{,}17\,\frac{n}{H}\sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}}. \qquad (121)$$

Указанные выше системы турбин имеют следующие быстроходности:

1) Пропеллерные . $n_s = 500 - 1\,000$
2) Френсиса . . . $n_s = 50 - 500$
3) Пельтона . . . $n_s = 3 - 30$

Для каждой турбины, в зависимости от её режима, возможно бесчисленное количество

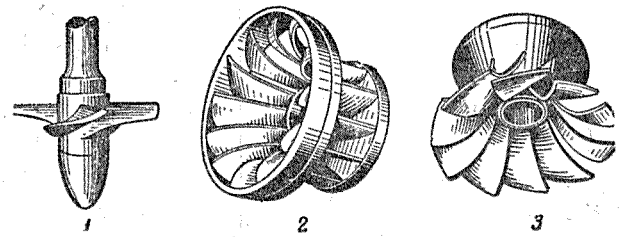


Рис. 90. Рабочие колёса турбин разных систем:
1 — пропеллерные; *2* — системы Френсиса; *3* — диагональные.

быстроходностей. Поэтому различают характерную быстроходность турбины, за каковую принимается быстроходность при такой комбинации числа оборотов и напора, при которой достигается наибольший коэфициент полезного действия турбины при характерной её мощности.

За характерную мощность у всех турбин, кроме турбины Каплана, принимается мощность при полном открытии направляющего аппарата турбины. У турбины Каплана характерной мощностью является мощность при наибольшем к. п. д. турбины.

Каждый тип турбины характеризуется постоянным соотношением размеров его рабочего колеса и направляющего аппарата и почти постоянными, при одинаковых режимах их работы, быстроходностями.

Некоторое количество подобных турбин одного типа образует серию турбин. У подобных турбин следует различать так называемый характерный диаметр. Согласно классификации, разработанной Всесоюзным научно-исследовательским институтом гидромашиностроения — ВИГМом, за характерный диаметр у турбин пропеллерной и Каплана следует принимать наибольший диаметр камеры рабочего колеса, а у турбин Френсиса — наибольший диаметр входных кромок рабочих лопаток.

У турбин Пельтона за характерный диаметр принимается двойное наименьшее расстояние от оси турбины до направления оси сопла.

По расположению вала все турбины разделяются на *вертикальные и горизонтальные.* По способу подвода воды реактивные турбины разделяются на турбины *открытые и закрытые.*

Закрытые турбины делятся на кожуховые (фронтальные и радиальные) и спиральные. В фронтальных (или лобовых) турбинах подвод воды к кожуху осуществляется по направлению оси турбины, в радиальных — перпендикулярно оси турбины.

В спиральных турбинах улитки разделяются на круглые и трапецоидальные.

По форме всасывающих труб реактивные турбины делятся на турбины с прямыми и изогнутыми трубами. Кроме того, реактивные турбины делятся по направлению вращения колеса на правые — по часовой стрелке (если смотреть по её оси со стороны входа воды в рабочее колесо), и левые.

Согласно классификации, разработанной ВИГМом, турбины по диаметрам рабочих колёс разделяются на:

1) крупные, с диаметром . . . 1,25 м и больше
2) средние » » . . . от 0,5 до 1,25 м
3) малые » » . . . менее 0,5 м

По своей мощности турбины разделяются на группы:

1) большой мощности . . . . 5 000 квт и больше
2) средней » . . . . от 500 до 5 000 квт
3) малой » . . . . » 50 » 500 »
4) мелкой » . . . . менее 50 квт

В зависимости от располагаемого напора, расхода и потребной мощности находит применение та или иная система турбин.

Для малых гидростанций наибольшее применение получили турбины Френсиса и пропеллерные, как наиболее простые в изготовлении и эксплоатации.

ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И РАЗМЕРА ТУРБИНЫ

При выборе конструкции турбины основным параметром служит напор.

Для напоров до 6—7 м наиболее употребительны турбины в открытых камерах, как с вертикальным валом (ВТ), так и с горизонтальным (ГТ).

При указанных напорах следует всегда стремиться к использованию вертикальных турбин, наиболее удобных как в смысле размеров занимаемой ими площади, так и в отношении веса и стоимости гидромеханического оборудования. Турбины с горизонтальным валом следует применять лишь в случаях, когда применение вертикальных турбин почему-либо невозможно (например, невозможность получения тексропной или конической зубчатой передачи).

Горизонтальные турбины в открытой камере более тяжелы и громоздки, чем вертикальные, и требуют больших размеров здания. Однако передача на генератор у них получается более простой (открытая ремённая передача), в связи с чем они нашли большое распространение.

Для напоров выше 7 м следует применять фронтальные турбины с горизонтальным валом (ФТ).

Для напоров выше 25—30 м следует применять спиральные турбины (СТ).

Для предварительного выбора марки турбины по заданному напору и мощности, можно пользоваться сводным графиком изменения мощностей гидротурбин в зависимости от напора (рис. 91).

Подобрав по этому графику марку турбины, более точно мощность, а также расход воды Q и число оборотов n вала турбины определяются по техническим характеристикам, которые помещены ниже в таблицах.

В этих таблицах даны максимальная мощность N, максимальный расход Q и оптимальное число оборотов турбины n (т. е. для наилучшего к. п. д.) в зависимости от напора H.

Что касается числа оборотов турбины, то оно может быть изменено на $\pm 10\%$ против оптимального его значения без существенного изменения мощности и к. п. д.

Для промежуточных напоров, не указанных в таблицах, значения Q, N и n можно определить

или по интерполяции, или, более точно, пользуясь формулами пересчёта, для чего и приводятся данные, характеризующие работу турбины при $H=1$ м. Формулы пересчёта имеют следующий вид:

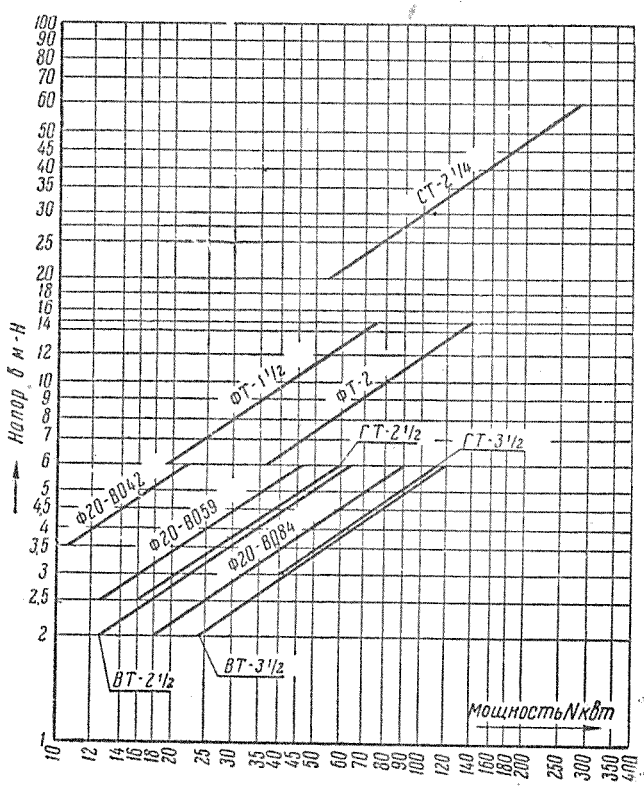


Рис. 91. График изменения мощностей по напору для турбин Френсиса.

для числа оборотов турбины в минуту:

$$n=n_1'\frac{\sqrt{H}\cdot\sqrt{m}}{D}; \qquad (122)$$

для расхода воды турбиной в м³/сек.:

$$Q=Q_1'D^2\sqrt{H}\cdot\sqrt{m}\cdot K. \qquad (123)$$

Мощность турбины подсчитывается по формуле:

$$N=\frac{QH\eta_T}{75} \text{ в л. с.}$$

или

$$N=\frac{QH\eta_T}{102} \text{ в квт}, \qquad (124)$$

где n_1' — приведённое к 1 м напора и к диаметру 1 м рабочего колеса число оборотов турбины в минуту (берётся по универсальной характеристике или по таблицам турбин для $H=1$);

Q_1' — приведённый расход турбины в м³/сек. (берётся по универсальной характеристике или по таблицам турбин для $H=1$);

H — заданный напор в метрах;

D — расчётный диаметр рабочего колеса турбины в метрах;

$m=\frac{\eta_{T\,опт}}{\eta_{T\,опт}}$ — поправочный коэфициент, учитывающий влияние размера и конструкции турбины на к.п.д.;

$\eta_{T\,опт}$ — наилучший (оптимальный) к.п.д. турбины;

$\eta_{м\,опт}$ — наилучший (оптимальный) к.п.д. модельной турбины;

K — поправочный коэфициент, учитывающий влияние конструкций на пропускаемый турбиной расход воды.

В таблице 43 даются величины поправочных коэфициентов, расчётного диаметра и наилучших к. п. д. для различных марок турбин (по данным ВИГМа).

Таблица 43

Поправочные коэфициенты для турбин

Марка турбины	D мм	$\eta_{м\,опт}$ %	$\eta_{T\,опт}$ %	$\Delta\eta$ %	m	$\sqrt{m}$	K
ВТ-2½	600	85	87	+2	1,025	1,012	1
ВТ-3½	820	85	88	+3	1,035	1,018	1
Ф20-ВО42	420	87	85	−2	0,978	0,99	1
Ф20-ВО59	594	87	86	−1	0,99	0,995	1
Ф20-ВО84	840	87	87	0	1	1	1
ГТ-2½	600	85	86	+1	1,012	1,005	0,95
ГТ-3½	820	85	87	+2	1,025	1,012	0,95
ФТ-1½	360	85	84	−1	0,99	0,995	0,9
ФТ-2	480	85	85	0	1	1	0,9
СТ-2¼	450	87,5	86,5	−1	0,99	0,995	0,92

Для вычисления к. п. д. турбины η_T можно пользоваться формулой:

$$\eta_T=\eta_м+\Delta\eta, \qquad (125)$$

где значение $\Delta\eta$ берется из таблицы 43.

ТУРБИНЫ СИСТЕМЫ ФРЕНСИСА

Турбины Френсиса, обладая целым рядом ценных конструктивных и эксплоатационных данных, нашли самое широкое применение в области гидроэлектростанций. Подавляющее

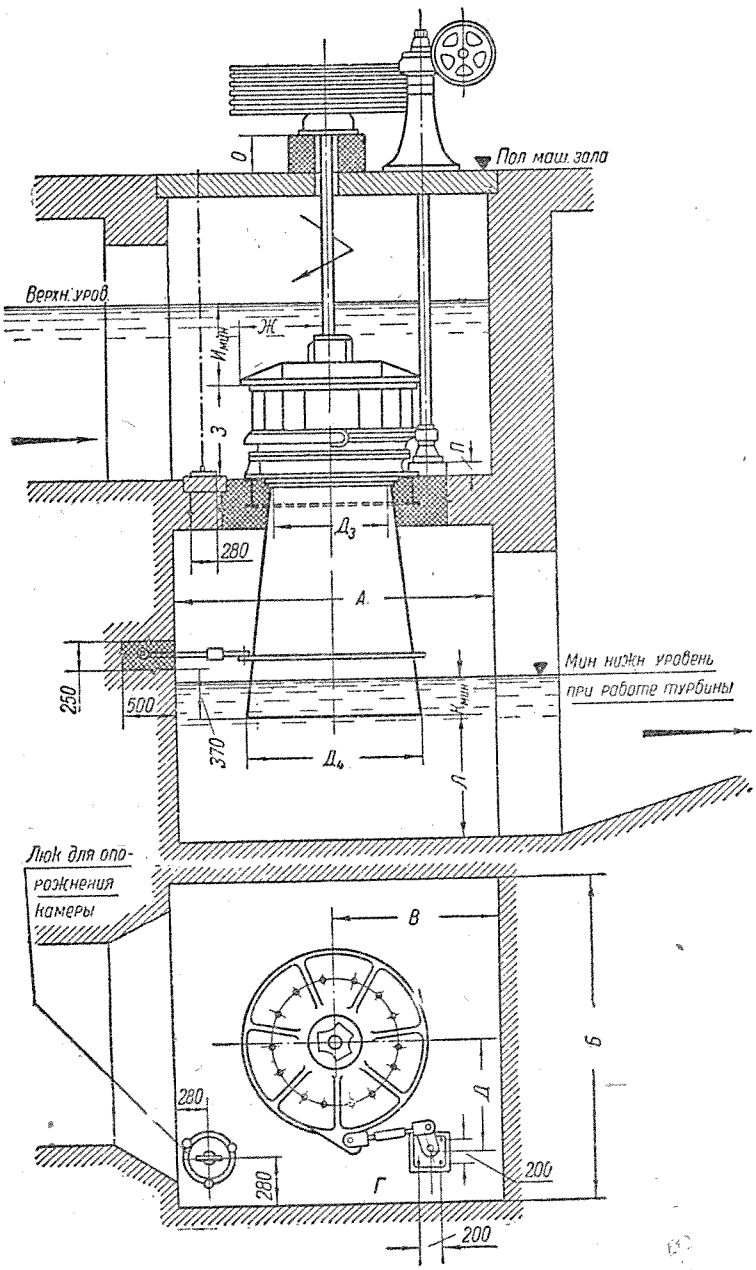


Рис. 92. Установочные размеры для турбин марки В20-ВО и ВТ (размеры см. табл. 45).

большинство как крупных, так и мелких гидростанций Союза оборудовано турбинами системы Френсиса. В соответствии с располагаемыми на гидроустановках напорами и потребными мощностями, применяются или открытые или закрытые конструкции турбин.

Приводимые данные по турбинам Френсиса заимствованы из «Каталога малых гидротурбин системы Френсиса», составленного ВИГМом в 1946 г.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ТУРБИНЫ МАРКИ ВТ

В таблице 44 даются технические характеристики вертикальных турбин Френсиса марки ВТ, где указаны мощность и расход воды, максимальные для данного числа оборотов турбины,

Таблица 44

Технические характеристики вертикальных турбин марки ВТ

Напор $H_м$	ВТ-2½				ВТ-3½			
	N		Q	n	N		Q	n
	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.
1	5,86	4,3	510	131,5	11,1	8,1	955	96,5
1,5	10,8	7,9	625	161,0	20,3	14,9	1170	118,0
2,0	16,5	12,1	720	185,0	31,0	23,0	1350	136,0
2,5	23,2	17,0	805	208,0	44,0	32,0	1510	152,0
3,0	30,4	22,3	880	227,0	57,0	42,0	1650	167,0
3,5	38,2	28,0	950	248,0	72,0	53,0	1780	180,0
4,0	47,0	34,4	1020	263,0	88,0	65,0	1910	193,0
4,5	56,0	41,0	1080	279,0	105,0	77,0	2020	204,0
5,0	65,5	48,0	1140	293,0	124,0	91,0	2130	215,0
5,5	75,0	55,0	1190	308,0	142,0	104,0	2230	226,0
6,0	86,0	63,5	1250	322,0	163,0	120,0	2340	236,0

Турбины марки ВТ могут устанавливаться как в деревянной, так и в бетонной (бутовой) камерах.

На рисунке 92 дан установочный чертёж, а в таблице 45 — установочные размеры для турбин Ф20-ВО и ВТ.

Передача от вертикальной турбины может быть осуществлена: от турбин ВТ-2½ и ВТ-3½ клиновыми ремнями (текстропная) на вертикальный генератор; от турбины ВТ-2½ также перекрёстным ремнём на горизонтальный генератор; зубчатой конической и редукторной передачами.

При расположении генератора относительно турбины следует учитывать направление вращения вала генератора.

Для полуперекрёстной ремённой передачи необходимо соблюдать следующие требования

Таблица 45

Установочные размеры турбин марки Ф20-ВО и ВТ

Марка турбины	Размеры (в мм) (по рис. 92)												Вес (в кг)
	А	Б	В	Г	Д	Ж	З	$И_{мин}$	$К_{мин}$	Л	О	П	
Ф20-ВО-42	2 000	2 000	1 000	340	700	660	434	700	300	700	195	280	360
Ф20-ВО-59	2 500	2 500	1 250	490	700	900	524	800	300	800	200	330	500
Ф20-ВО-84	2 600	2 600	1 300	610	1 000	1 200	600	800	300	1 100	250	380	830
ВТ-2½	2 300	2 300	1 150	770	850	1 070	500	700	300	800	330	—	1 200
ВТ-3½	2 600	2 600	1 300	760	910	1 400	675	800	300	1 100	300	92	2 300

Таблица 46

Данные для выбора вертикальных генераторов и шкивов текстропной передачи

Марка турбины	Турбина		Вертикальный генератор					Шкив турбины				Клиновые ремни по ГОСТ 1284-45		Установочные размеры к шкивам (в мм)	
	Напор H	n	N	n	Шкив			Диаметр	Ширина	Вес	Сечение	Внутр. длина	Число	Между центрами	От пола машинного зала
					Диаметр	Ширина	Вес								
	м	об/мин.	ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	кг		мм	шт.	мм	мм
ВТ-2½	2,0—2,6	223	15	1000	250	160	50	1 120	160	240	В	5 000	5	1 380	600
	2,7—3,7	214	25	750	320	180	55	1 120	180	270	Г	5 000	4	1 350	590
	3,8—4,9	241	40	750	360	260	80	1 120	260	320	Г	5 600	6	1 620	550
	5,0—6,0	302	65	750	450	320	110	1 120	320	360	Г	5 600	8	1 560	480
ВТ-3½	2,0—2,3	150	25	750	320	180	55	1 600	180	530	Г	7 100	4	1 960	575
	2,4—3,2	169	40	720	360	260	80	1 600	260	600	Г	7 100	6	1 950	535
	3,3—4,3	211	65	750	450	320	110	1 600	320	660	Г	8 000	8	2 350	505
	4,4—5,2	235	100	750	500	320	125	1 600	320	640	Д	8 000	7	2 320	445

Таблица 47

Данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов полуперекрёстной ременной передачи

Турбина		Горизонтальный генератор						Шкив турбины			Ремень прорезиненный к шкивам по ГОСТ 101-41			Установочные размеры к шкивам (мм)	
					Шкив										
Напор H	n	Тип	N	n	Диаметр	Ширина	Вес	Диаметр	Ширина	Вес	Ширина	Толщина	Число прокладок	Между центрами	От пола машинного зала
м	об/мин.		ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	кг	мм	мм	шт.	мм	мм
2,0—2,6	228	СГ-15/6	15	1 000	280	250	24	1 250	300	370	125	7	4	4 000	530
2,7—3,5	228	СГ-25/6	25	1 000	280	250	24	1 250	300	370	175	7	4	4 500	530
3,6—4,1	262	СГ-35/6	35	1 000	320	250	31	1 250	300	370	175	8	5	4 500	530
4,2—5,1	294	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	1 250	300	370	175	9	6	4 500	530
5,2—6,0	275	С-11-4-8	65	750	450	350	60	1 250	300	370	225	9	6	5 000	490

для относительного расположения шкивов. Ремень должен набегать на шкив прямо, т. е. чтобы конец ремня, набегающий на шкив, двигался в направлении, совпадающем со средней плоскостью этого шкива. Сбегающий конец может отклоняться в сторону от средней плоскости шкива на угол до 15° и не свыше 25°. Линия пересечения средних плоскостей шкивов должна касаться обеих окружностей в тех точках, где ремень сбегает с них.

Учитывая, что ремень не обладает абсолютной гибкостью, на практике приходится отступать от указанного условия, сдвигая несколько оба шкива: ведущий шкив на $l_1 = (0{,}1—0{,}2)\ b$; ведомый шкив на $l_2 = (0{,}5—0{,}6)\ b$, где b — ширина ремня (рис. 93).

В таблице 48 приводятся данные о валах и всасывающих трубах турбин ВТ-2½ и ВТ-3½.

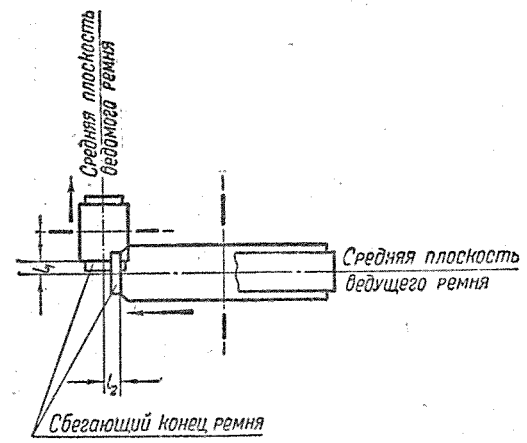


Рис. 93. Схема полуперекрёстной передачи.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ТУРБИНЫ МАРКИ Ф20-ВО

Для подбора турбин данной марки в таблице 49 приводятся их технические характеристики.

Передача от вертикальной турбины может осуществляться в следующих вариантах: а) полуперекрёстным ремнём на горизонтальный генератор от турбин Ф20-ВО-42 и Ф20-ВО-59 и на промежуточную трансмиссию от турбины Ф20-ВО-84; б) клиновыми ремнями (текстропная) на вертикальный генератор от тур-

Таблица 48

Данные о валах и всасывающих трубах

Марка турбины	Напор H	От пола камеры до пола машинного зала	Вал турбины			Регулировочный вал			Всасывающая труба	
			Длина	Наиб. диаметр	Вес	Длина	Наиб. диаметр	Вес	Длина	Входной диаметр
	м	м	м	мм	кг	м	мм	кг	м	м
ВТ-2½	2,0—4,0	2,0	2,5	90	115	3,0	65	75	1,5—3,5	0,72
	3,0—4,5	2,5	3,0	90	140	3,5	65	88	2,0—3,5	
	4,0—6,0	3,0	3,5	90	165	4,0	65	101	2,5—4,0	
ВТ-3½	2,0—4,0	2,1	2,5	102	150	3,0	85	103	1,5—3,0	0,98
	3,5—5,0	2,6	3,0	102	180	3,5	85	125	2,0—3,5	
	4,5—5,5	3,1	3,5	102	210	4,0	85	147	2,5—3,5	
	5,0—6,0	3,6	4,0	102	240	4,5	85	169	2,5—3,5	

Таблица 49

Технические характеристики вертикальных турбин марки Ф20-ВО

Напор H	Ф20-ВО-42				Ф20-ВО-59				Ф20-ВО-84			
	N		Q	n	N		Q	n	N		Q	n
м	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.
1	2,11	1,55	200	190	4,26	3,14	400	136	8,65	6,35	800	96,5
1,5	3,9	2,46	245	232	7,82	6,75	490	166	15,8	11,6	975	118
2,0	5,9	4,35	280	268	12,00	8,8	565	192	24,4	18,0	1 130	136
2,5	8,3	6,1	315	300	16,8	12,3	630	215	34,0	25,0	1 260	152
3,0	10,9	8,03	345	330	22,0	16,2	690	235	44,8	33,0	1 380	167
3,5	13,8	10,2	375	356	27,8	20,4	745	254	56,7	41,7	1 500	180
4,0	16,9	12,4	400	380	34,1	25,0	800	272	69,0	50,8	1 600	193
4,5	20,2	14,8	425	403	40,5	29,8	845	288	82,5	60,7	1 700	204
5,0	23,5	17,3	445	423	47,4	34,8	890	303	96	70,5	1 780	215
5,5	27,0	19,8	465	445	54,8	40,3	935	318	111	81,5	1 870	226
6,0	31,0	22,8	490	465	62,5	46,0	980	333	127	93,0	1 960	236

бины Ф20-ВО-84; в) зубчатой конической передачей; г) помощью редуктора.

Полуперекрёстная передача от турбины Ф20-ВО-84 непосредственно на горизонтальный генератор неосуществима. В отдельных случаях может быть осуществлена полуперекрёстная ремённая передача с малым передаточным отношением на горизонтальный вал трансмиссии, с последующей открытой ремённой передачей на горизонтальный генератор. Для этих целей может быть поставлен шкив.

В таблице 50 приводятся данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов полуперекрёстной ремённой передачи (по каталогу ВИГМа).

Данные для выбора вертикальных генераторов и шкивов для тексропной передачи для турбины Ф20-ВО-84 приводятся в таблице 51.

Таблица 50

Данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов полуперекрёстной ремённой передачи

Марка турбины	Турбина		Горизонтальный генератор			Шкив			Шкив турбины			Ремень прорезиненный по ГОСТ 101-41			Установочные размеры шкива	
	Напор H	n	Тип	N	n	Диаметр	Ширина	Вес	Диаметр	Ширина	Вес	Ширина	Толщина	Число прокладок	Расстояние между шкивами	Расстояние от пола маш. зала
	м	об/мин.		ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	кг	мм	мм	шт.	мм	мм
Ф20-ВО-42	2,5—3,4	388	ПНТ-68	6,5	1 500	180	150	8	710	200	56	100	6	3	3 000	450
	3,5—5,2	402	СГ-15/6	15	1 000	280	200	22	710	200	56	125	7	4	3 000	450
	5,3—6,0	460	СГ-25/6	25	1 000	320	200	28	710	200	56	125	7	4	3 000	450
Ф20-ВО-59	2,5—3,2	255	СГ-15/6	15	1 000	250	200	20	1 000	250	120	125	7	4	4 000	430
	3,3—4,5	286	СГ-25/6	25	1 000	280	250	24	1 000	250	120	175	7	4	4 000	430
	4,6—5,4	326	СГ-35/6	35	1 000	320	250	31	1 000	300	135	175	8	5	4 000	405
	5,4—6,0	367	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	1 000	300	135	175	9	6	4 000	405
Ф20-ВО-84	—	—	—		—	—	—	—	1 250	300	180	—	—	—	—	—

Таблица 51

Выбор вертикальных генераторов и шкивов для турбин Ф20-ВО-84 при текстропной передаче

Турбина		Вертикальный генератор		Шкив			Шкив турбины			Клиновый ремень по ГОСТ 1284-45			Установочные размеры к шкивам (мм)	
Напор H	n	N	n	Диаметр	Ширина	Вес	Диаметр	Ширина	Вес	Сечение	Внутр. диаметр	Число	Расстояние между центрами	От пола машинного зала
м	об/мин.	ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	кг		мм	шт.	мм	мм
2,0—2,8	150	25	750	320	180	55	1 600	180	530	Г	7 100	4	1 960	620
2,8—3,8	169	40	750	360	260	80	1 600	260	600	Г	7 100	6	1 950	580
3,8—5,0	211	65	750	450	320	110	1 600	320	660	Г	8 000	8	2 350	490
5,0—6,0	235	100	750	500	320	125	1 600	320	640	Д	8 000	7	2 320	490

Таблица 52

Данные о валах и всасывающих трубах

Марка турбины	Напор H	От пола камеры до пола машинного зала	Вал турбины			Регулировочный вал			Всасывающая труба	
			Длина	Наибольший диаметр	Вес	Длина	Наибольший диаметр	Вес	Длина	Входной диаметр
	м	м	м	мм	кг	м	мм	кг	м	м
Ф20-ВО-42	2,5—4,0	2,1	2,5	70	70	2,5	60	51	1,5—3,0	0,44
	3,0—5,0	2,6	3,0	70	85	3,0	60	62	1,5—3,5	
	4,5—5,5	3,1	3,5	70	100	3,5	60	73	2,5—3,5	
	5,5—6,0	3,6	4,0	70	115	4,0	60	84	3,0—3,5	

Продолжение табл. 52

Марка турбины	Напор H	От пола камеры до пола машинного зала	Вал турбины			Регулировочный вал			Всасывающая труба	
			Длина	Наибольший диаметр	Вес	Длина	Наибольший диаметр	Вес	Длина	Входной диаметр
	м	м	м	мм	кг	м	мм	кг	м	м
Ф20-ВО-59	2,5—4,0	2,14	2,5	80	90	2,5	60	50	1,5—3,0	0,62
	3,0—5,0	2,64	3,0	80	110	3,0	60	60	1,5—3,5	
	4,5—5,5	3,14	3,5	80	130	3,5	60	70	2,5—3,5	
	5,5—6,0	3,64	4,0	80	150	4,0	60	80	3,0—3,5	
Ф20-ВО-84	2,0—4,0	2,1	2,5	94	125	2,5	60	55	1,5—3,0	0,87
	3,0—5,5	2,6	3,0	94	150	3,0	60	65	1,5—3,5	
	5,5—6,0	3,1	3,5	94	175	3,5	60	75	3,5—4,0	

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ТУРБИНЫ МАРКИ ГТ

В таблице 53 даны технические характеристики горизонтальных турбин марки ГТ.

Таблица 53

Технические характеристики турбин марки ГТ

Напор H	ГТ-$2^1/_2$			ГТ-$3^1/_2$		
	N	Q	n	N	Q	n
м	л. с.	л/сек.	об/мин.	л. с.	л/сек.	об/мин.
1	5,45	480	131	10,3	900	96
1,5	10,0	585	160	19,0	1 100	117
2,0	15,5	680	185	29,0	1 270	135
2,5	21,5	755	207	41,0	1 420	157
3,0	28,0	830	226	54,0	1 560	165
3,5	35,5	890	245	67,5	1 680	178
4,0	44	960	262	83	1 800	191
4,5	52	1 020	278	99	1 910	203
5,0	61	1 070	292	115	2 000	214
5,5	70	1 120	306	132	2 100	224
6,0	80	1 170	320	152	2 200	235

На рисунке 93-а представлена установка горизонтальной турбины марки ГТ, а в таблице 53-а даны установочные размеры.

Передача от горизонтальной турбины осуществляется открытым ремённым приводом на горизонтальный генератор.

Данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов ремённой передачи помещены в таблице 54.

ФРОНТАЛЬНЫЕ ТУРБИНЫ МАРКИ ФТ

Выбор турбин данной марки может производиться по таблице 55, в которой даются их технические характеристики (установочные размеры см. рис. 97-а).

Передача вращения турбины на горизонтальный генератор осуществляется открытым ремнём. При больших напорах представляется возможность непосредственного соединения турбины с генератором помощью упругой муфты.

В таблице 56 приведены данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов ремённой передачи.

СПИРАЛЬНАЯ ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ ТУРБИНА МАРКИ СТ-$2^1/_4$

Спиральные турбины применяются для напоров от 25 до 60 м и выше.

Таблица 53-а

Установочные размеры турбин ГТ

Марка	Размеры (в мм) (по рис. 93-а)														Вес (кг)
	A	$Б$	$В$	$Г$	$Д$	$Е$	$Ж$	$З$	$И_{мин}$	$К_{мин}$	$Л$	$П$	$Р$	$Т$	
ГТ-$2^1/_2$	2 300	2 500	1 493	1 058	720	330	1 070	705	1 100	300	800	950	1 750	1 180	1 800
ГТ-$3^1/_2$	3 040	2 700	2 018	1 553	880	330	1 400	980	1 500	300	1 100	1 075	2 250	1 500	3 600

Таблица 54

Данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов ремённой передачи

Марка турбины	Турбина		Горизонтальный генератор						Шкив турбины			Ремень прорезиненный по ГОСТ 101-41			Расстояние между осями шкивов
	Напор H	n	Тип	N	n	Шкив									
						Диаметр	Ширина	Вес	Диаметр	Ширина	Вес	Ширина	Толщина	Число прокладок	
	м	об/мин.		ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	кг	мм	мм	шт.	мм
ГТ-2½	2,5—2,7	228	СГ-15/8	15	1 000	250	150	15	1 120	250	250	125	6	3	4 000
	2,7—3,6	228	СГ-25/6	25	1 000	250	150	15	1 120	250	250	125	8	5	4 000
	3,7—4,3	294	СГ-35/6	35	1 000	360	250	35	1 250	250	290	225	6	3	4 500
	4,4—5,2	294	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	1 250	250	290	225	7	4	4 500
	5,3—6,0	294	СГ-60/6	60	1 000	360	250	35	1 250	250	290	225	7	4	4 500
ГТ-3½	3,0—3,4	184	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	2 000	250	570	225	7	4	4 500
	3,5—4,1	184	СГ-60/6	60	1 000	360	250	35	2 000	250	570	225	7	4	4 500
	4,2—4,9	204	С-11-4-6	80	1 000	450	350	60	2 250	350	780	300	7	4	5 000
	5,0—5,4	227	С-11-5-6	100	1 000	500	350	70	2 250	350	780	300	7	4	5 000
	5,5—6,0	214	С-11-6-8	105	750	630	350	95	2 250	350	780	300	8	5	5 000
	6,0	285	С-11-6-6	120	1 000	630	350	95	2 250	350	780	300	7	4	5 000

Таблица 55

Техническая характеристика турбин марки ФТ

Напор H	ФТ-1½			ФТ-2		
	N	Q	n	N	Q	n
м	л. с.	л/сек.	об/мин.	л. с.	л/сек.	об/мин.
1	1,81	163	216	3,25	290	162
6	26,5	398	527	47,6	710	395
7	33,4	430	570	60,0	765	426
8	41,0	460	610	73,5	820	455
9	48,8	490	647	87,6	870	485
10	57	515	682	102,5	916	510
11	66	540	715	118	960	535
12	75	565	746	134,3	1 000	559
13	84	585	777	151,3	1 040	581
14	94,5	610	806	170	1 085	604
15	105	630	835	188	1 120	625

Таблица 56

Данные для выбора горизонтальных генераторов и шкивов ремённой передачи

Марка турбины	Турбина		Горизонтальный генератор			Шкив			Шкив (маховик) турбины					Ремень прорезиненный по ГОСТ 101-41			Расстояние между осями шкивов
	Напор H	n	Тип	N	n	Диаметр	Ширина	Вес	Шкив: Диаметр	Шкив: Ширина	Кольцо привёртное: Диаметр	Кольцо привёртное: Ширина	Вес	Ширина	Толщина	Число прокладок	
	м	об/мин.		ква	об/мин.	мм	мм	кг	мм	мм	мм	мм	кг	мм	мм	шт.	мм
ФТ-1½	6,0—7,3	570	СГ-25/6	25	1 000	250	150	15	450	150	900	50	170	125	8	5	2 700
	7,4—8,8	655	СГ-35/6	35	1 000	360	250	35	560	250	900	50	230	225	6	3	3 000
	8,9—10,7	655	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	560	250	900	50	230	225	7	4	3 000
	10,8—12,0	735	СГ-60/6	60	1 000	360	250	35	500	250	900	50	225	225	7	4	3 000
	12 —13,9	750	С-11-4-8	65	750	Прямое			800	250	—	—	220	—	—	—	—
	14 —15	1 000	С-11-4-6	80	1 000	соедине-			110	250	—	—	160	—	—	—	—
		750	С-11-5-8	85	750	ние уп-			800	250	—	—	220	—	—	—	—
						ругой муфтой											
ФТ-2	6,0	460	СГ-35/6	35	1 000	360	250	35	800	250	—	—	200	225	6	3	3 200
	6,1—7,1	460	СГ-45/6	45	1 000	360	250	35	800	350	—	—	370	225	7	4	3 200
	7,2—8,5	460	СГ-60 6	60	1 000	360	250	35	800	350	—	—	370	225	7	4	3 200
	8,5—9,2	430	С-11-4-8	65	750	450	350	60	800	350	1 050	50	530	300	7	4	3 200
	9,3—10	575	С-11-4-6	80	1 000	450	350	60	800	350	—	—	370	300	7	4	3 200
	10 —10,8	480	С-11-5-8	85	750	500	350	70	800	350	1 050	50	530	300	8	5	3 500
	10,8—12,5	605	С-11-6-8	105	750	630	350	95	800	350	1 050	50	530	300	8	5	3 500
	12,5—13,5	605	С-12-5-8	125	750	630	350	95	800	350	1 050	50	530	300	8	5	3 500
		600	С-12-6-10	125	600	Прямое			1 000	300	—	—	390	—	—	—	—
	13,6—15,0	600	С-13-5-10	145	600	соедине-			1 000	300	—	—	390	—	—	—	—
	14,0—15,0	750	С-12-6-8	150	750	ние уп-			1 000	300	—	—	390	—	—	—	—
						ругой муфтой											

В приводимой ниже таблице 57 даются технические характеристики принятой к изготовлению горизонтальной турбины марки СТ-2¼.

Таблица 57

Технические характеристики спиральной горизонтальной турбины марки СТ-2¼

Напор H	N		Q	n
м	л. с.	квт	л/сек.	об/мин.
1	0,84	0,616	74	128
20	75	55	330	575
25	105	77	370	640
30	137	101	405	700
35	174	128	440	755
40	212	156	470	810
45	253	186	495	860
50	297	218	525	905
55	340	250	545	950
60	390	286	570	990

Общий вес турбины со всем относящимся к ней гидромеханическим оборудованием составляет 5 000 кг.

Соединение спиральной турбины с горизонтальным генератором непосредственное, упругой муфтой.

В таблице 58 приведены необходимые данные для выбора генераторов.

Для напоров 25,5—27 м указаны два генератора, которые можно применить. При выборе того или другого генератора необходимо учесть следующие обстоятельства.

Мощности генераторов, по сравнению с мощностью турбины, таковы, что генератор С-12-5-10 всегда будет не догружен, а генератор С-11-5-8 будет загружен полностью, а при напорах около 27 м несколько перегружен.

Турбина же лучше используется с генератором С-12-5-10, так как для числа оборотов $n = 600$ она находится в более благоприятной

Таблица 58

Данные для выбора генераторов

Турбина		Горизонтальный генератор		
Напор H	n	Тип	N	n
м	об/мин.	—	ква	об/мин
20—23	600	С-11-5-10	70	600
23—25,5	600	С-12-4-10	80	600
25,5—27	600	С-12-5-10	105	600
	750	С-11-5-8	85	750
27—30	750	С-11-6-8	105	750
30—34	750	С-12-5-8	125	750
34—38	750	С-12-6-8	150	750
38—43	750	С-12-7-8	175	750
43—46	750	С-13-6-8	190	750
46—49	1000	С-12-7-6	215	1000
49—53	1000	С-13-6-6	250	1000
53—57	1000	С-13-7-6	290	1000
57—60	1000	С-13-8-6	325	1000

зоне универсальной характеристики, чем при $n = 750$ генератора С-11-5-8.

Для указанных напоров следует особо тщательно подходить к выбору генератора, учитывая особенности будущей работы ГЭС. Последнее замечание относится и к напорам 43—49 м, для которых, считаясь с синхронным числом оборотов генератора, допускалось для числа оборотов турбины отступление от оптимального его значения большее.

ПРОПЕЛЛЕРНЫЕ ТУРБИНЫ

Пропеллерные турбины применяются при малых напорах и больших расходах воды.

Основное различие между пропеллерными турбинами и турбинами Френсиса заключается в конструкции рабочих колёс.

Рабочее колесо (пропеллер) состоит из втулки, в которую вставляются неподвижные лопатки.

Регулирование мощности и расхода воды осуществляется поворотом лопаток направляющего аппарата, аналогично турбинам Френсиса, от ручного или автоматического регулятора.

Основным преимуществом пропеллерных турбин является их большая быстроходность: при одном и том же напоре воды и при одной и той же мощности, пропеллерная турбина развивает в 2—2½ раза большее число оборотов, чем

Таблица 59

Таблица технических данных вертикальных пропеллерных гидротурбин

H м	$\varphi=+10°$			$\varphi=+5°$			$\varphi=0°$			$\varphi=-5°$			$\varphi=+10°$			$\varphi=+5°$			$\varphi=0°$			$\varphi=-5°$		
	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.	N квт	Q л/сек.	n об/мин.
	Турбина ПрК70-ВО-60												Турбина ПрК70-ВО-80											
1,0	5,6	700	250	4,9	605	260	4,4	535	280	3,8	460	300	10,5	1,3	190	9,8	1,18	200	8,7	1,0	210	7,55	0,9	225
1,5	10,3	855	305	9,0	740	320	8,2	670	345	6,9	565	370	19,5	1,6	230	18,0	1,45	240	16,0	1,25	260	14,0	1,1	275
2,0	15,8	990	355	13,9	855	370	12,7	760	395	10,7	650	425	30,0	1,8	270	28,0	1,7	280	24,5	1,45	300	21,5	1,25	320
2,5	22,1	1105	395	19,4	955	410	17,7	850	445	15,0	730	475	41,5	2,05	300	39,0	1,9	310	34,5	1,65	335	29,5	1,4	360
3,0	29,0	1210	435	25,5	1045	450	23,3	930	485	19,7	800	520	54,5	2,25	325	51,0	2,1	340	45,5	1,8	370	39,0	1,55	390
3,5	36,6	1310	470	32,2	1130	490	29,4	1005	525	24,8	860	560	68,5	2,45	350	64,5	2,25	370	57,5	1,95	395	49,0	1,65	420
4,0	44,6	1400	500	39,2	1210	520	35,8	1070	560	30,4	920	600	84,0	2,6	375	78,5	2,4	395	70,0	2,05	425	60,0	1,75	450
4,5	53,3	1480	530	46,9	1280	550	42,7	1140	595	36,2	975	635	100,0	2,75	400	93,5	2,55	420	83,0	2,15	450	71,5	1,85	480
5,0	62,5	1560	560	54,9	1350	580	50,0	1200	625	42,4	1030	670	117,0	2,9	420	109,0	2,65	440	97,0	2,25	475	84,0	1,95	510
	Турбина ПрК70-ВО-100												Турбина ПрК70-ВО-120											
1,0	16,5	2,0	150	15,5	1,85	160	13,5	1,6	170	12,0	1,4	180	23,5	2,9	130	22,5	2,7	130	19,5	2,3	140	17,0	2,0	150
1,5	30,5	2,5	185	28,5	2,3	195	25,0	1,95	210	21,5	1,7	225	44,0	3,6	155	40,5	3,25	160	36,5	2,85	175	31,5	2,45	185
2,0	47,0	2,9	215	44,0	2,65	225	38,0	2,25	240	33,0	1,95	260	67,5	4,15	180	63,0	3,8	185	56,0	3,3	200	48,5	2,85	215
2,5	65,5	3,2	240	61,5	2,95	250	53,5	2,55	270	46,5	2,20	290	94,0	4,6	200	88,0	4,25	210	78,0	3,7	225	68,0	3,2	240
3,0	86,0	3,5	265	80,5	3,25	275	70,5	2,8	295	61,0	2,4	315	124,0	5,05	220	115,0	4,65	230	102,0	4,05	249	89,5	3,5	265
3,5	109,0	3,8	285	102,0	3,5	295	89,0	3,0	320	77,0	2,6	340	157,0	5,5	240	146,0	5,0	250	130,0	4,35	265	113,0	3,8	285
4,0	133,0	4,05	309	124,0	3,75	315	108,0	3,2	340	94,5	2,8	365	191,0	5,85	255	178,0	5,35	265	158,0	4,65	285	138,0	4,05	305
4,5	158,0	4,3	325	148,0	3,95	335	130,0	3,4	360	112,0	2,95	385	228,0	6,2	270	212,0	5,65	280	189,0	4,9	300	164,0	4,3	325
5,0	185,0	4,55	340	173,0	4,15	355	151,0	3,55	380	131,0	3,0	405	267,0	6,5	285	249,0	5,97	295	221,0	5,15	315	193,0	4,5	340

φ — угол установки лопаток; нормальное среднее положение лопаток соответствует 0°.

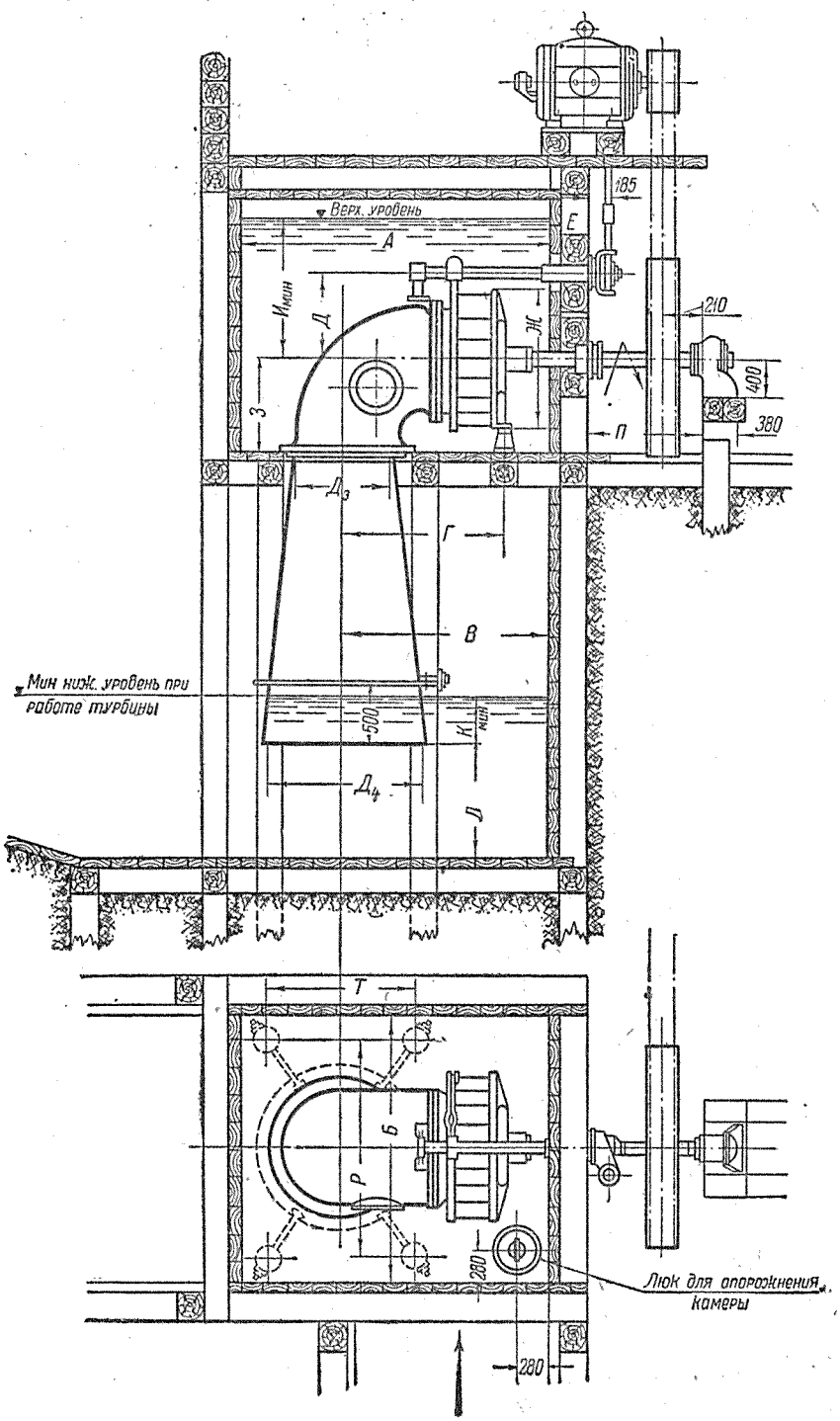


Рис. 93-а. Горизонтальная турбина марки ГТ (размеры по табл. 53-а).

быстроходная турбина Френсиса. Кроме того, пропеллерная турбина может пропустить при том же диаметре рабочего колеса на 50—70% больший расход воды, чем турбина Френсиса, и этот расход воды будет тем больше, чем круче установлены лопатки рабочего колеса.

Передача мощности с вертикального вала к генератору может быть осуществлена в трёх вариантах: а) полуперекрёстной, б) тексропной и в) конической зубчатой.

Рабочая характеристика пропеллерной турбины показывает, что её к. п. д., в зависимости от нагрузки, имеет максимальное значение при нагрузке 85% от нормальной. При других открытиях турбины её к. п. д. резко падает. Таким образом, для получения хорошего к. п. д. турбины, режим её работы (Q и H) не должен подвергаться изменениям. Следовательно, пропеллерная турбина может быть успешно применена только в тех случаях, когда представляется возможность иметь постоянные напор и расходы воды.

Когда напоры и расходы на гидростанциях подвержены значительным колебаниям, пропеллерная турбина применена быть не может.

В приводимой таблице 59 даётся техническая характеристика пропеллерных турбин по данным ВИГМа. Табличные значения N и Q — максимальные при данном напоре.

ТУРБИНЫ СИСТЕМЫ ПЕЛЬТОНА

Турбина Пельтона относится к числу активных турбин и применяется для

больших напоров и малых количеств воды. Вода к рабочему колесу здесь подводится по касательному к его окружности направлению из одного или нескольких сопел или насадок *А*, допускающих простую регулировку при помощи иглы *а*. Рабочие лопатки *В* турбины Пельтона, имеющие ковшеобразную форму, укреплены на диске *Д*, насаженном на вал *О*. Струя воды по выходе из сопла направляется на средний выступ *Е* лопатки и, разделяясь на две части, обтекает обе половинки её (см. рис. 88).

В малых гидроэлектростанциях турбина Пельтона применяется при напорах выше 30 м (до 1 500 м) и при расходах воды от 0,1 м³/сек. (и выше). Коэфициент быстроходности турбины Пельтона не может превышать приблизительно величины $26\sqrt{z_0}$, где z_0 — число сопел (обычно 1—4).

Таким образом даже при четырёх соплах её быстроходность не превышает $n_s = 52$. В действительности же турбина Пельтона изготовляется с числом сопел не более двух, и коэфициент быстроходности её достигает, максимум, 35.

Регулировка турбин Пельтона производится путём уменьшения отверстия сопла внутренней иглой. Малые турбины обычно регулируются вручную, а большие — автоматическим регулятором.

ТУРБИНА БАНКИ

Турбина Банки относится к числу активных турбин и представляет небольшое водяное колесо с изогнутыми по определённому профилю лопатками, насаженными на горизонтальный металлический вал. Вода к турбине подводится через направляющий аппарат или сопло тонкой струёй, равномерно по всей длине турбины. Струя воды, пройдя через первую лопатку вращающегося колеса, пересекает внутреннее пространство и попадает изнутри колеса на вторую лопатку, после чего уже выходит наружу, отдавая, таким образом, свою энергию в два приёма. Благодаря этому, в турбине повышается степень использования энергии воды, протекающей сквозь колесо, и увеличивается число оборотов. Турбины Банки отличаются простотой изготовления, что позволяет легко наладить их производство в кустарных мастерских.

При правильной конструкции турбин Банки, их к. п. д. может достигать 80%. Обычно же к. п. д. этих турбин не превышает 70—75%. Турбины Банки в настоящее время изготовляются из железа и могут быть по своей конструкции открытого и закрытого (в кожухе) типа.

В зависимости от расхода воды, турбина может иметь одну, две и более секций.

Для мощностей турбины, меньших 40—80 л. с., и числе оборотов генератора 750 в минуту представляется возможным при напорах, бо́льших 12—16 м, получить непосредственное соединение турбины с генератором. В остальных случаях потребуется ремённая передача.

Турбины Банки могут поэтому иметь более или менее значительное применение на горных реках, где легко создать нужные напоры и избежать громоздких передач.

Турбина Банки обладает одним крупным недостатком, который мешает применять её с одной только ремённой передачей для низконапорных гидростанций, а именно: во избежание потери напора, её нужно располагать непосредственно над нижним уровнем, не допуская вместе с тем повышения нижнего уровня, чтобы избежать подтапливания турбины. Если же имеется опасение подтапливания турбины (колеса), то её в таком случае приходится располагать слишком высоко, что ведёт к потере части напора на установке.

Кроме того, ввиду близости колеса к воде, генератор не может быть посажен на один вал с турбиной. Привод ремнём к генератору также представляет некоторые неудобства, а именно: ремень оказывается почти в воде, и для ремённого шкива требуется устройство непроницаемого для воды ящика.

Чаще всего турбины Банки изготовляются металлической конструкции, но есть примеры и деревянных конструкций. В настоящее время металлические турбины Банки изготовляются мастерскими Узбексельэлектро (г. Ташкент), конструкция которых показана на рисунке 98.

ШКИВЫ И МАХОВИКИ

Во избежание резких колебаний числа оборотов и напряжения при недостаточном маховом моменте ротора генератора, в помощь автоматическому регулятору на вал турбины насаживается маховик или утяжеляется обод шкива турбины.

При окружной скорости менее 25 м/сек., обод шкива делается чугунным, а при большей скорости — стальным.

При отсутствии автоматического регулятора снижается надобность и в маховике, так как

назначение его — замедлять изменение числа оборотов турбины в течение тех немногих секунд после изменения нагрузки, которые нужны регулятору для изменения открытия турбины.

Во всех турбинах Френсиса, приведённых в каталоге ВИГМа, кроме турбин марки Ф20, шкивы запроектированы таким образом, что они выполняют роль маховиков, что может потребоваться при переходе на автоматическое регулирование. Подсчёт требуемых маховых моментов GD^2 для турбин в открытой камере производится по формуле:

$$GD^2 = \frac{182\,000 N T_з}{0{,}4 \cdot n^2} \text{ кгм}^2, \qquad (125)$$

где N — максимальная мощность турбины в квт;

n — число оборотов турбины в минуту;

$T_з$ — время закрытия направляющего аппарата турбины (принято $T_з = 1{,}5$ сек.);

0,4 — коэфициент временной неравномерности вращения турбины при регулировании $= \frac{\Delta n}{n}$.

ГЛАВА XI

ЗДАНИЯ СТАНЦИЙ МАЛЫХ ГЭС

★

ОБЩАЯ КОМПАНОВКА ЗДАНИЙ ГЭС

В зависимости от напора, различают здания низконапорных, средненапорных и высоконапорных станций.

В низконапорных установках здание станции является или продолжением плотины или же расположено в непосредственной близости от последней.

В первом случае здание станции поддерживает напор воды наряду с плотиной (напорное здание), поэтому его конструкция получается довольно тяжёлой. Забор воды производится непосредственно из водохранилища.

Во втором случае здание станции, будучи расположено в стороне от плотины, не воспринимает напора и соединяется с верхним бьефом коротким подводящим каналом. В этом случае здание станции является безнапорным и по конструкции получается проще и дешевле. Расположение здания станции в значительной степени зависит от местоположения плотины. В деривационных установках среднего и высокого напора вода к турбинам подводится из напорного бассейна посредством напорного трубопровода. В этом случае расположение здания станции определяется прежде всего положением трубопровода, условиями местности в отношении постройки и возможностью отведения воды в нижний бьеф; постройка здания станции значительно проще, чем в низконапорных установках.

Здание станции состоит из двух частей: надводной и подводной. Надводная часть здания служит для размещения машинного зала. В подводной части располагается или турбинная камера (у низконапорных ГЭС), или камера всасывающих труб (у средненапорных и высоконапорных ГЭС).

При металлических конических трубах камера всасывающих труб является частью отводного канала и называется отводной камерой. При бетонных всасывающих трубах отводной камерой является бетонная всасывающая труба, которая обычно устраивается при малых напорах и больших расходах воды.

Машинный зал может быть одно- и двухэтажным. К нему иногда примыкают пристройки, в которых размещается электрическая аппаратура. В пристройку входят: помещение трансформаторов, масляных выключателей, кладовая, мастерская и т. д. При небольших мощностях гидростанций (до 100 квт) пристройки не сооружаются, а трансформаторы устанавливаются на мачтах (мачтовые подстанции).

Перед зданием станции должна быть спланирована достаточных размеров площадка для свободного подъезда к зданию ГЭС и размещения оборудования. Отметка этой площадки должна быть на 0,3—0,5 м ниже пола машинного зала и, по возможности, выше максимального горизонта паводков.

КОНСТРУКЦИИ НАПОРНЫХ ЗДАНИЙ ГЭС

Здание гидростанции является одной из наиболее сложных и дорогих частей гидроэлектроустановки, поэтому выбору её конструкции должно быть уделено серьёзное внимание.

На рисунках 94 и 94 а представлены напорные здания ГЭС ряжевой конструкции, оборудованные вертикальными турбинами Френсиса. В данных примерах здание станции совмещено с устоем плотины, и вода для турбин забирается непосредственно из верхнего бьефа водохранилища.

Заслуживает внимания облегченная конструкция деревянного здания гидростанции, совмещенного с устоем плотины, разработанная трестом Моссельэлектро (рис. 95).

Здесь даётся довольно удачная комбинация ряжевой и свайной конструкции, в которой Г-образная ряжевая стенка ограждает свайное здание гидростанции. Этим самым достигнута возможность передать всё давление воды на ряжевую стенку, придав ей небольшие размеры, и облегчить конструкцию здания ГЭС.

По сравнению с конструкциями аналогичных ряжевых зданий ГЭС, применение Г-образного устоя и здания ГЭС свайного типа даёт экономию в лесоматериалах до 50%.

Здания ГЭС разработаны следующей конструкции:

Надводная часть: а) деревянная, рубленая из брёвен; б) кирпичная, в) саманная.

Подводная часть: а) деревянная ряжевая, тип I, для средних грунтов и напоров до 5 м;

б) деревянная ряжевая, тип II, для слабых грунтов (илистые, мелкопесчаные);

в) деревянная ряжевая, тип III, для прочих грунтов;

г) каменная на цементном растворе;

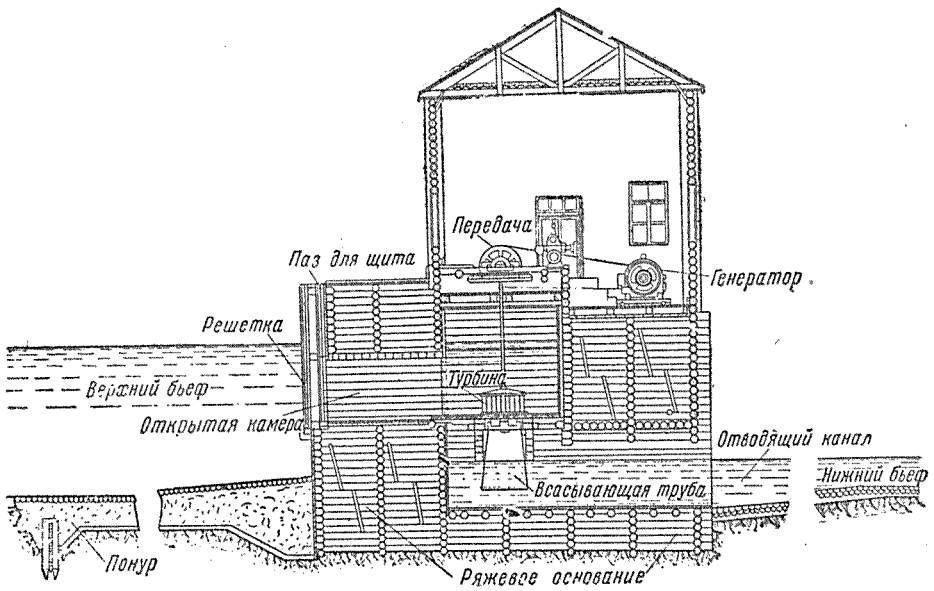


Рис. 94. Здание ГЭС ряжевой конструкции, совмещённое с устоем плотины (с вертикальной турбиной и прямой всасывающей трубой).

Существенным недостатком деревянных напорных зданий ГЭС, совмещённых с устоями плотин, является опасность повреждения их ледоходом. Для предохранения от ударов льда целесообразно в этом случае применение ледозащитных запаней или ледорезов.

ТИПОВЫЕ ЗДАНИЯ ГЭС НА ПОДВОДЯЩЕМ КАНАЛЕ

Типовые здания ГЭС разработаны Гидроэнергопроектом для напоров от 2 до 5 м, расходов воды от 0,5 до 1,0 м³/сек. и мощностей от 10 до 50 л. с.

Здания ГЭС приняты одноагрегатные, с вертикальными турбинами, расположенными в прямоугольных или спиральных камерах, с ремённой полуперекрёстной передачей от турбины к горизонтальному генератору.

д) бетонная.

На рисунке 96 дан типовой проект деревянного здания ГЭС для средних грунтов.

Для всех конструкций надводной части здания ГЭС, его габариты остаются постоянными, вне зависимости от переменного типа и размера турбин, так как габариты их не оказывают существенного влияния на размеры зданий ГЭС. Длина ремённой передачи меняется в незначительных пределах, которая также легко укладывается в принятых размерах зданий ГЭС.

Значительный интерес представляют конструкции типовых зданий ГЭС, разработанных Главсельэлектро. Для оборудования приняты как горизонтальные, так и вертикальные генераторы; в последнем случае применена текстропная передача. При использовании горизонтальных генераторов разработан вариант с редуктором. В результате использования более со-

вершенного оборудования, получены минимальные размеры зданий ГЭС, что по сравнению с аналогичными проектами Гидроэнергопроекта дало возможность облегчить и удешевить здания ГЭС.

В качестве примера на рис. 97 представлен типовой проект двухагрегатного здания ГЭС с вертикальными турбинами ВТ-3½ и вертикальными генераторами с текспропной передачей. бутовая кладка 487 м³, выемка земли 2 100 м³, объём здания ГЭС 1 086 м³.

ЗДАНИЕ СТАНЦИИ С ФРОНТАЛЬНОЙ ТУРБИНОЙ МАРКИ ФТ

Конструкция типового здания представлена на рисунке 97а. Здание станции оборудовано фронтальной турбиной марки ФТ с автомати-

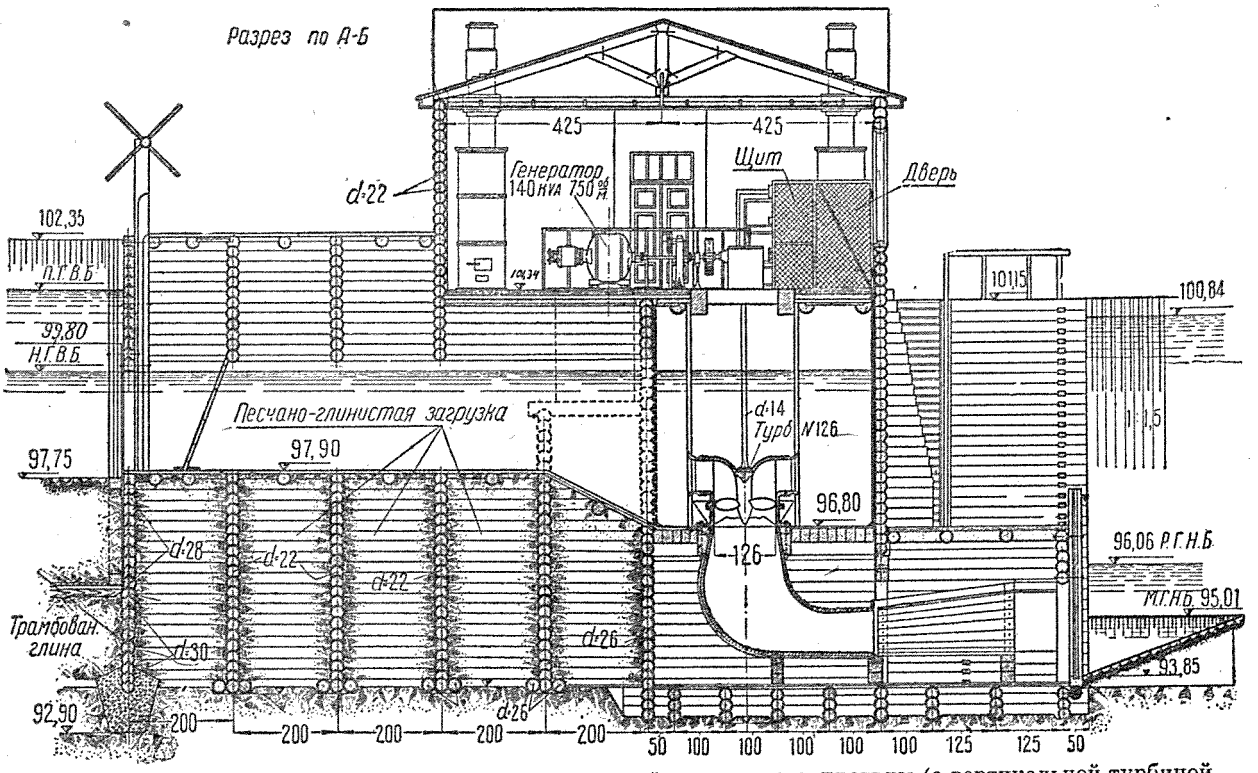


Рис. 94а. Здание ГЭС ряжевой конструкции, совмещённое с устоем плотины (с вертикальной турбиной и изогнутой всасывающей трубой).

Проект составлен для напоров от 2 до 4,5 м, расходов воды от 2,70 до 4 м³/сек., при этом может быть получена мощность от 40 до 136 квт при двух агрегатах. Проект может также быть использован при установке турбин марки Ф20-ВО-84 и ВТ-2½.

Вместо вертикальных генераторов возможна установка горизонтальных генераторов завода им. Калинина, укреплённых в вертикальном положении и снабжённых упорным подшипником. При этом нужно будет лишь предусмотреть другую конструкцию основания под генератор. Представленный на рисунке 97 проект составлен для напора $H = 4{,}5$ м.

Для осуществления этого проекта здания ГЭС требуется выполнить следующие объёмы работ:

ческим регулятором. Перед турбиной установлен дроссельный затвор.

Дроссельный затвор является неотъемлемой частью турбины и изготовляется вместе с последней. Открытие и закрытие дроссельного затвора производится от руки при помощи привода с червячной передачей.

Генераторы приняты синхронные, трёхфазного тока, серии МС-330, Харьковского электромеханического завода.

Турбина непосредственно соединяется с генератором. Число оборотов генератора, в соответствии с числом оборотов турбины, от 500 до 1 000 в минуту.

Вода к зданию ГЭС подводится деревянным трубопроводом, который перед входом в здание

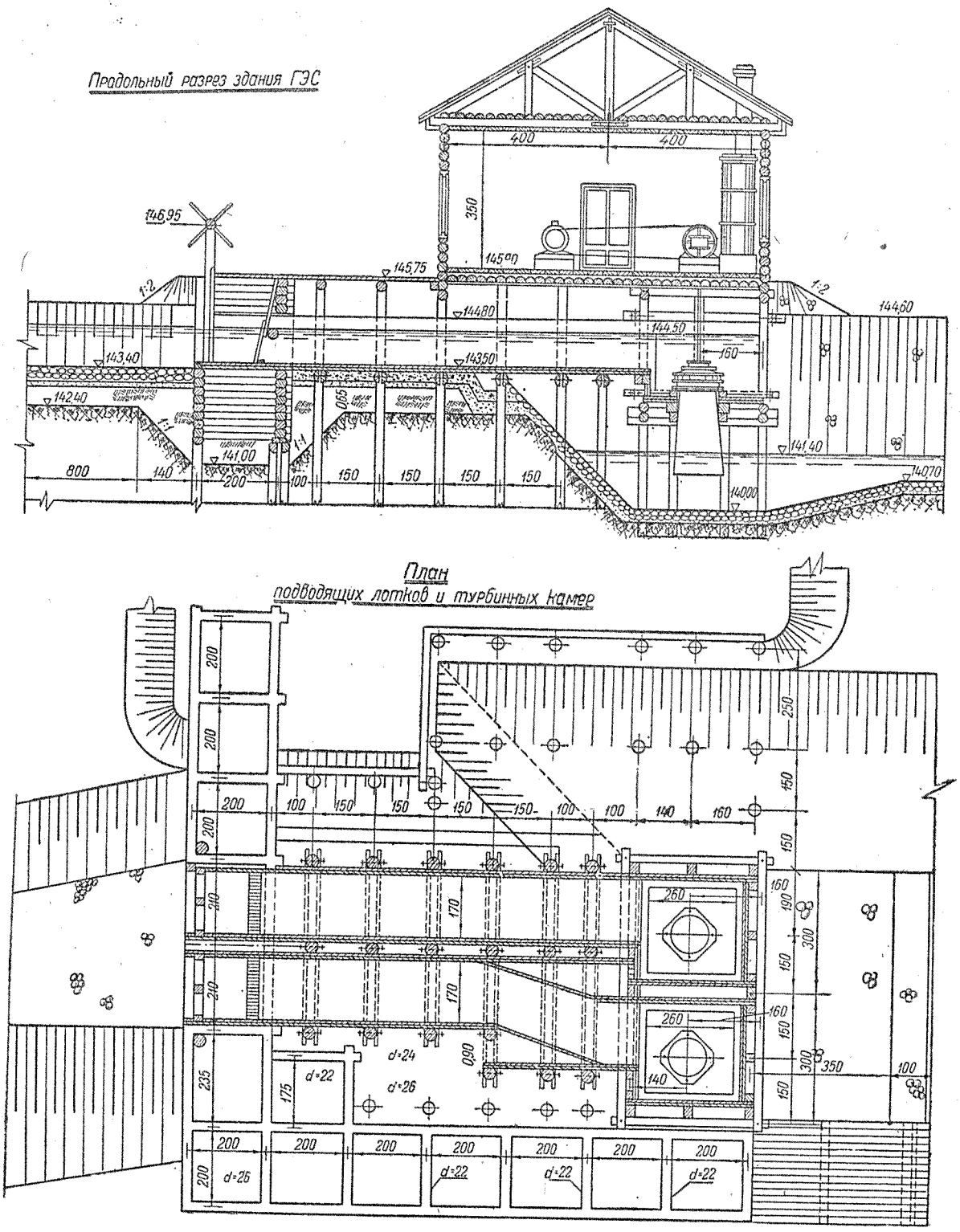


Рис. 95. Здание ГЭС облегчённой конструкции, совмещённое с устоем плотины.

ГЭС переходит в металлический, наглухо заделанный в стену, служащую анкерной опорой трубопровода.

Пройдя через турбину, вода по всасывающей трубе поступает в отводящий лоток. Стенки отводящего лотка служат фундаментом для оборудования и надводной части здания.

двойной ременной передачи, что позволило расположить генератор в здании станции при сравнительно небольших его размерах. Генератор принят горизонтального типа.

Подвод воды к турбине принят деревянным трубопроводом; но возможно применение и металлического трубопровода.

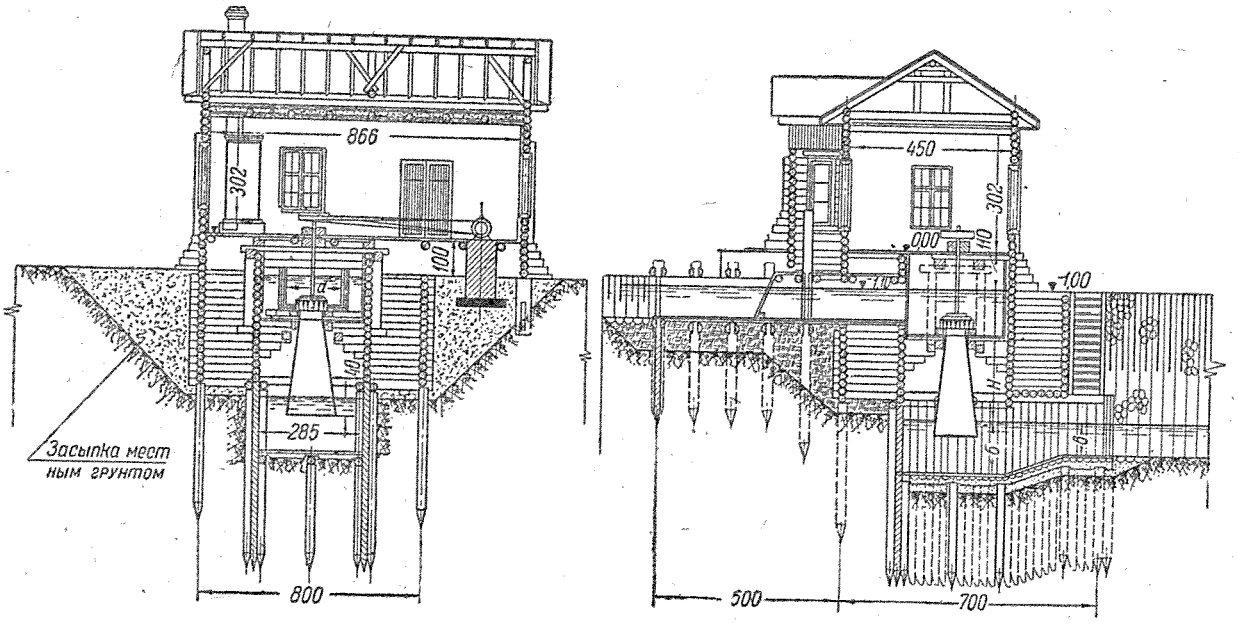


Рис. 96. Типовой проект деревянного здания ГЭС для средних грунтов:

Диаметр турбины (в мм)	а		б		в	
	H 2—3 м	H 3—5 м	H 3 м	H 3—5 м	H 3 м	H 3—5 м
420; 500	90	100	110	130	50	60
590; 800	130	150	120	140	70	80
840	150	—	140	—	100	—

Подводная часть здания — массивная, выполняемая из бутовой кладки. Надводная часть здания ГЭС может быть выполнена или из обожжённого кирпича или из дерева (сруб).

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТЫ ЗДАНИЙ СТАНЦИЙ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ГЭС

На рисунке 98 представлен типовой проект здания станции, разработанный трестом Узбексельэлектро для напоров до 50 м, расходов воды до 0,80 м³/сек. и мощностей до 150 л. с. на валу турбины. Здание станции оборудовано металлической турбиной Банки, изготовляемой заводом местной промышленности в г. Ташкенте. Турбина имеет ручное регулирование. Привод к генератору осуществляется при помощи

Проект составлен с расчётом на максимальное использование местных строительных материалов, а именно: подводная часть здания может быть выполнена или из бутового камня, или жжёного кирпича на цементном растворе.

Надводная часть запроектирована из сырцового кирпича на глиняном растворе; она также может быть выполнена из жжёного кирпича, что для районов с сейсмичностью более 7 баллов обязательно.

Проект здания станции рассчитан для применения его на всех грунтах, кроме плывуна.

Из других проектов заслуживает внимания типовой проект здания станции со спиральной турбиной Фрэнсиса марки СгТ (рис. 98а), разработанный Гидроэнергопроектом в 1940 г.

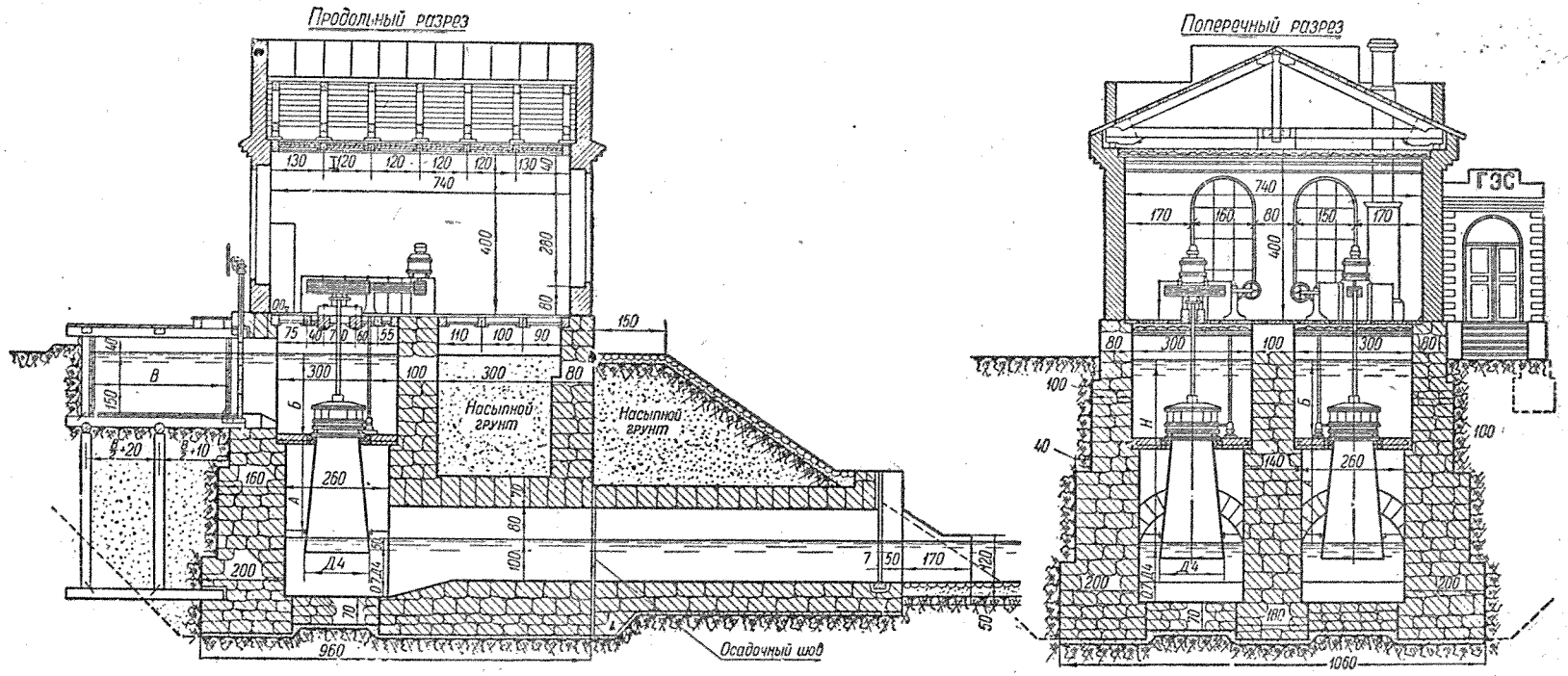
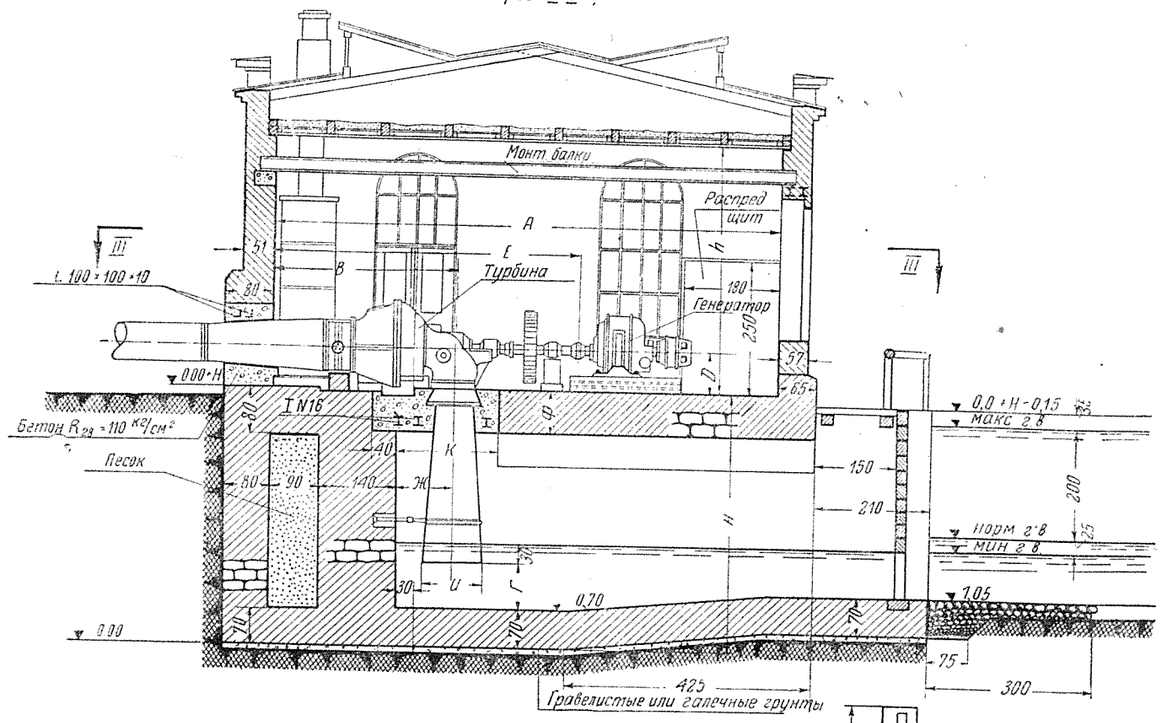


Рис. 97. Типовой проект каменного здания ГЭС с вертикальными турбинами:

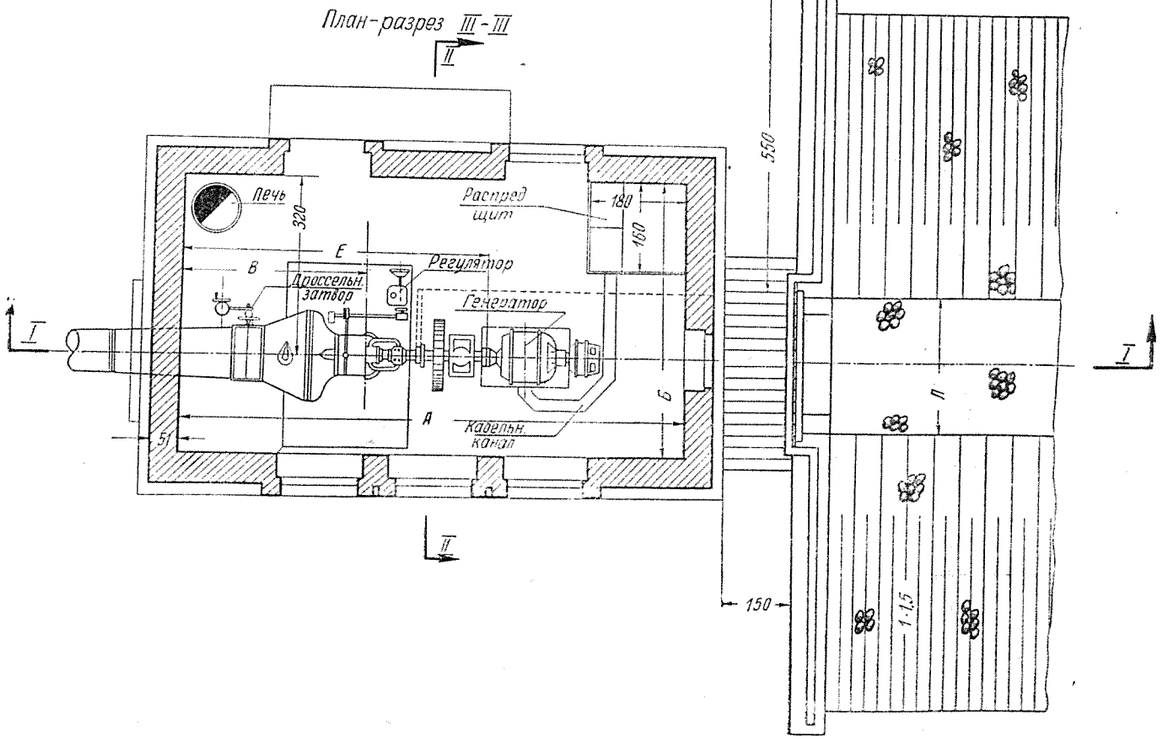
Таблица переменных размеров

Размеры (в м)	Напор м					
	2.0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
А	0,5	1,0	1,3	1,7	2.0	2,5
Б	1,5	1,5	1,7	1,8	2,0	2,0
В	2,2	2,5	2,7	3,0	3,2	3,3

Разрез I-I



План-разрез III-III



Разрез II-II

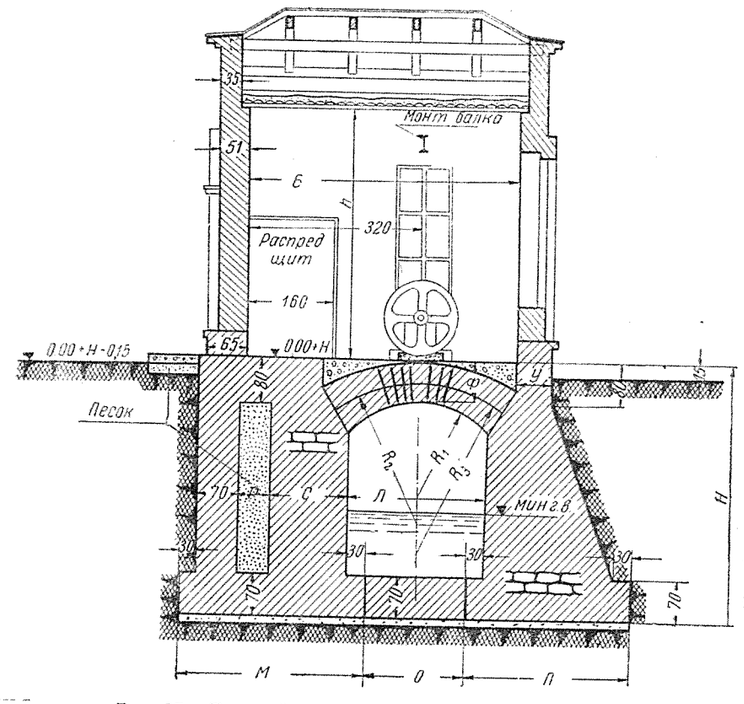


Рис. 97а. Типовой проект здания ГЭС с турбиной ФТ

Таблица переменных размеров здания ГЭС (в см)

№ турбин	ФТ-1½	ФТ-2	ФТ-2½
Мощность (в л. с.)	107—230	190—350	297
Напор (в м)	15—25	15—22,5	15,0
А	800	920	1 030
Б	470	500	540
В	278	330	419
Г	70	80	90
Д	67	76,5	85
Е	454	550	662
Ж	80	100	120
И	90	100	140
К	150	175	200
Л	200	250	300
М	340	325	310
Н	445	455	465
О	140	190	240
П	290	310	329
Р	110	60	0
С	100	135	180
Т	65	70	85
Ф	60	70	80
Ц	400	450	500

Этот проект может быть применен для напоров от 25 м до 50 м, расходов воды от 0,3 до 0,70 м³/сек. и соответственно мощности от 110 до 311 л. с. на валу турбины.

Здание станции запроектировано из местных строительных материалов: бутового камня, жжёного кирпича и леса. Бетон и железобетон применены в ограниченном количестве и только в тех элементах здания станции, которые не могут быть рационально решены из других материалов. Бутовая кладка для подводной части принята марки 350—500 (камень средней твёрдости) на цементном растворе состава 1 : 4.

Надводная часть здания станции запроектирована в двух вариантах: из кирпича и дерева (рубленая).

В кирпичном варианте толщина стен принята 51 см (в два кирпича). В южных районах СССР толщину кирпичной стены здания можно уменьшить до 39 см (1½ кирпича).

Кирпичная кладка ведётся на смешанном растворе 1 : 1 : 6 или известковом. Внутренняя поверхность стен штукатурится.

По цоколю в плоскости пола укладывается изоляция: два слоя просмолённого толя или руберойда.

Здание отапливается голландской печью; можно также применять электропечь.

В деревянном варианте стены здания рубятся из бревен диаметром в 24 см, в лапу. Стены ставятся на бутовый цоколь, с прокладкой изоляции в виде просмолённой доски, обёрнутой толем. Торцы стен обшиваются профилированными досками.

В обоих вариантах пол здания делается цементным или асфальтовым, по выравненной бетонной подготовке.

Кровля может быть сделана железная, этернитовая или из черепицы. В деревянном варианте рекомендуется также кровля из руберойда.

В случае применения кровли из руберойда, уклон её следует уменьшить до 1 : 10. При черепичной кровле уклон крыши принимается в соответствии с климатическими условиями.

Глубина заложения бутовых фундаментов должна быть принята на 10—15 см больше глубины промерзания грунта в районе постройки станции, но не меньше 120 см.

Типовой проект разработан с учётом максимального подъёма паводковых вод на 2 м над меженным горизонтом.

Колебания горизонтов водотока в меженный период приняты ±0,25 м.

Высота расположения зданий ГЭС над уровнем моря от 300 до 1 000 м.

В основании здания ГЭС приняты крупнозернистые пески, гравий и галька, с допускаемым давлением 3,5 кг/см².

При скальном основании подземная часть зданий ГЭС может быть облегчена.

Проект составлен для районов с сейсмичностью не более VI баллов; для районов с большей сейсмичностью в проекты следует внести соответствующие изменения.

Местные материалы представлены: песком, камнем (бут) и лесом.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕЛЬНИЧНЫХ УСТАНОВОК ПОД ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На территории нашей страны имеется много водяных мельниц и плотин, большинство которых имеют напоры воды от 1,5 до 4,0 м. Сооружения мельничных установок в значительной своей части находятся в ветхом состоянии, однако некоторая часть имеющихся сооружений (плотин, зданий мельниц и пр.) может быть с успехом использована под гидроэлектростанции.

Как показала практика, переоборудование и использование существующих сооружений экономически целесообразно только в том случае, когда это не связано с большими капитальными затратами.

Если же сооружения находятся в ветхом состоянии и требуют капитального ремонта, от использования их нужно отказаться и следует ставить вопрос о постройке гидростанции.

При сооружении гидростанции заново, наиболее дорогой частью её является плотина, поэтому прежде всего необходимо выяснить возможность использования существующей мельничной плотины. Там, где это представляется возможным, необходимо увеличить напор, что даст увеличение мощности станции.

При переоборудовании существующей плотины следует принять меры к тому, чтобы уменьшить потери воды из пруда через плотину.

Осмотр и ремонт плотины нужно производить в такие месяцы, когда в реке протекает мало воды. Для этого вода из пруда спускается, а осматриваемое и ремонтируемое место ограждается перемычками.

Переоборудование здания мельницы обычно сводится к замене мельничного колеса турбиной. Такая замена примерно в 2—2½ раза повышает общую мощность установки, что объясняется тем, что к. п. д. заводской турбины в 2—2½ раза выше, чем мельничного водяного колеса.

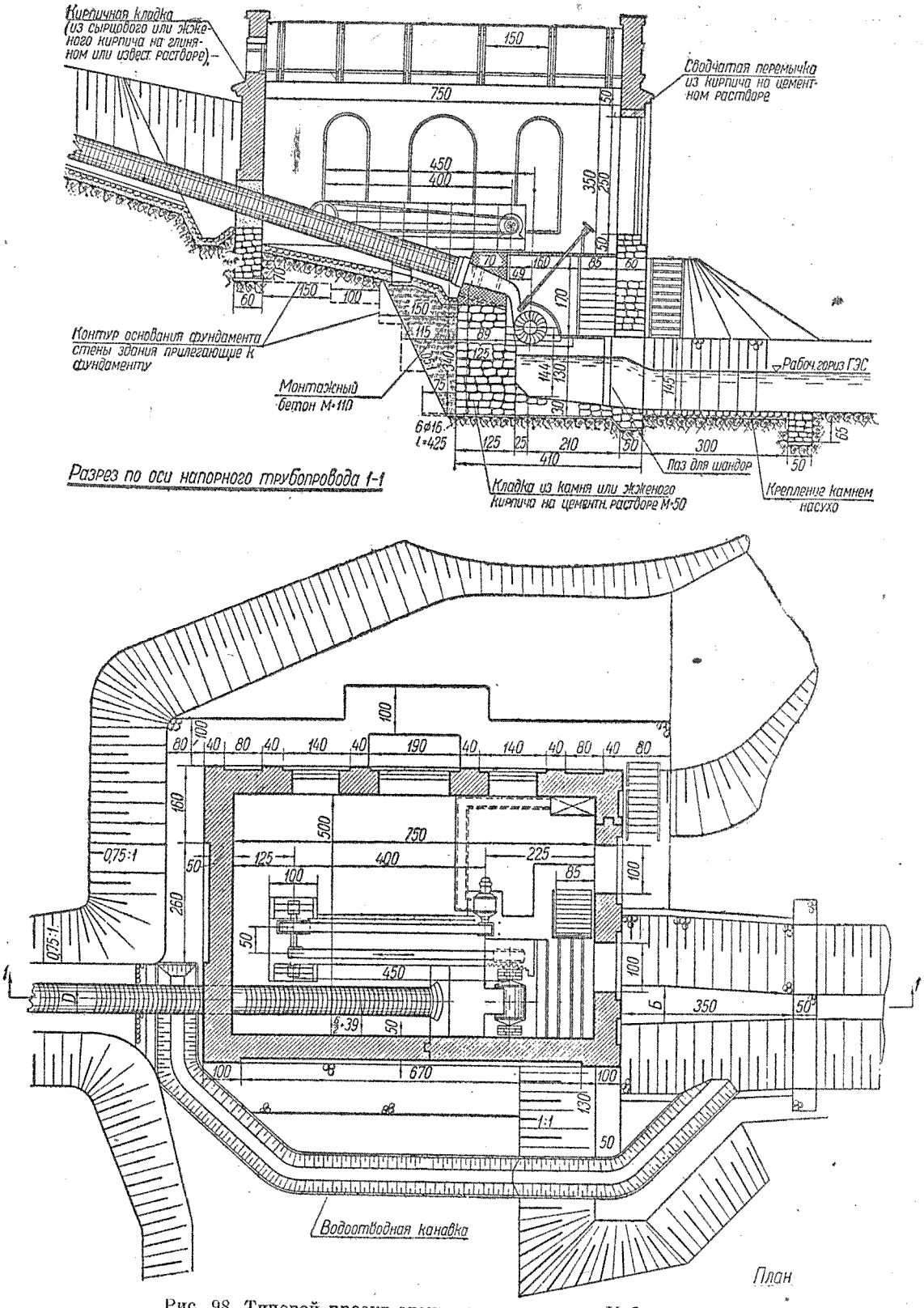


Рис. 98. Типовой проект здания станции треста Узбексельэлектро.

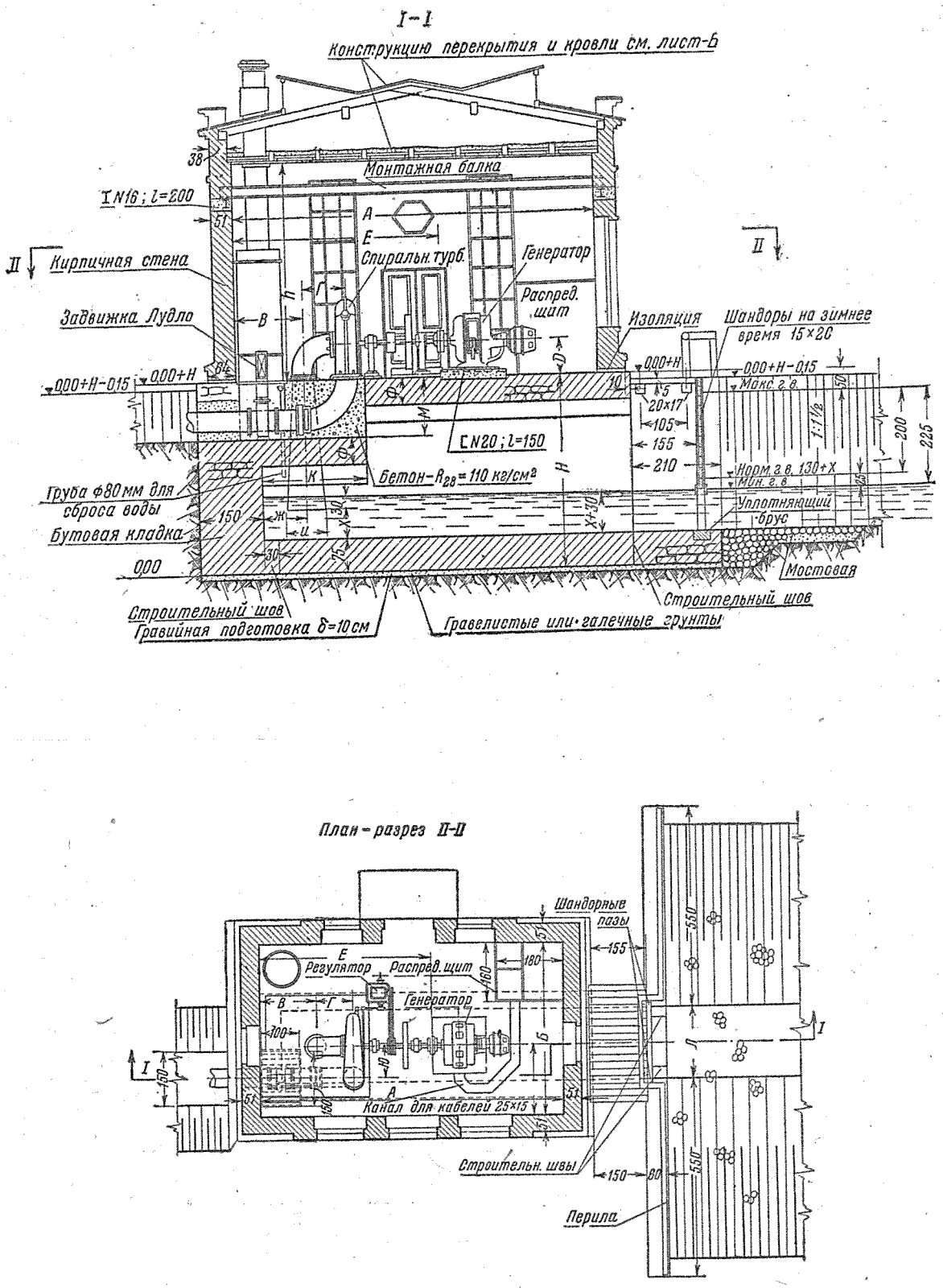


Рис. 98а. Типовой проект здания станции со спиральной турбиной.

Главсельэлектро разработало типовой проект реконструкции здания водяной мельницы в двух вариантах.

По первому варианту предусмотрена реконструкция здания мельницы с выделением в нём части площади для генераторного помещения путем использования излишней площади, или ликвидацией одного из поставов. Турбинная камера устраивается непосредственно под мельничным зданием.

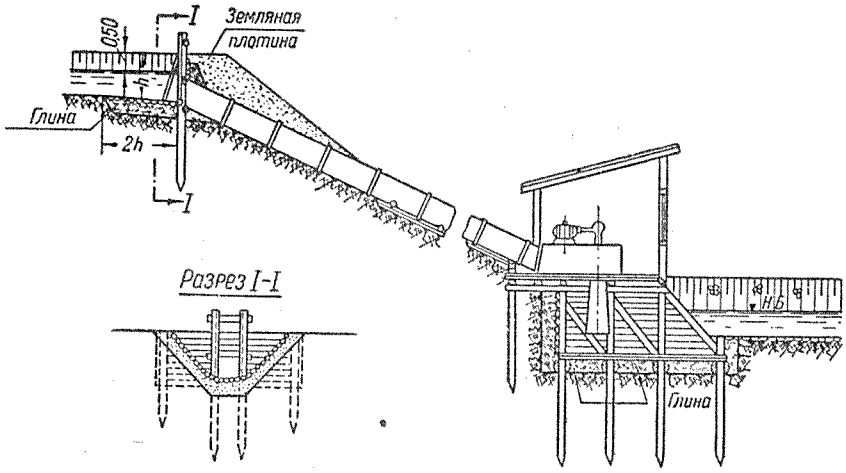


Рис. 99. Установка агрегата Микрогэс при земляной плотине.

Если размеры мельничного здания не позволяют выделить помещения для установки генератора, то турбинная камера и генераторное помещение строятся на месте водяных колёс (второй вариант).

Размеры турбинной камеры в обоих вариантах приняты 2,60×2,60 м.

Реконструкция водяной мельницы по описанным выше вариантам, при наличии исправных плотины и здания мельницы, требует следующих затрат.

	Первый вариант	Второй вариант
Лесоматериалов, м³ . . .	100	140
Железа и поковок, кг . .	500	800
Рабочей силы, чел.-дней .	435	460

Мощность гидростанции в пределах 20—30 квт.

Турбопостав представляет собой вертикальный агрегат, на нижнем конце вала которого насажено рабочее колесо турбины, а на верхнем конце закреплён нижний жёрнов-бегун постава.

Для турбопостава ВИГМом разработана упрощённая металлическая турбина Френсиса сварной конструкции (ВО-59). Она может быть изготовлена в любой мастерской, имеющей электросварочное оборудование.

Турбина может быть использована для привода как одного генератора, так и в комбинации с мельничным жёрновом.

Турбина с диаметром колеса 59,4 см, при напорах от 2 до 4,5 м, развивает мощность от 17,8 до 43 л. с., при расходе воды от 636 до 855 л/сек. Она может быть использована для привода генератора от 15 до 35 ква.

Недостатком турбопостава является пока отсутствие разработанной конструкции зубчатой передачи для привода генератора; передача может осуществляться лишь полуперекрёстным ремнём.

УСТАНОВКА АГРЕГАТА МИКРОГЭС ПРИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДПОРНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

Использование существующих подпорных сооружений (мельничных и лесосплавных плотин, перепадов ирригационных каналов и др.) легко может быть осуществлено применением предложенного нами гидроэлектрического агрегата малой мощности (Микрогэс).

Работа Микрогэс максимально автоматизирована.

Полезная мощность агрегата (на валу генератора) составляет от 6 до 15 квт, при напорах соответственно 1,50—3,50 м. На рисунке 99 показан пример стационарной установки агрегата при существующей земляной плотине, с подводом воды к турбине деревянным напорным трубопроводом прямоугольного сечения. Для возможности устройства водозаборного оголовка, вода в пруде должна быть понижена.

На время прохождения весеннего паводка генератор убирают на берег, а затем устанавливают на прежнее место.

ГЛАВА XII

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО СООРУЖЕНИЮ СЕЛЬСКИХ ГИДРОСТАНЦИЙ И ИХ ЭКСПЛОАТАЦИЯ

★

Строительство сельских гидростанций может производиться только по утверждённым проектам сметам, в которых определяется стоимость строительства и способы производства работ.

При составлении плана организации строительства должна быть учтена особенность гидротехнических работ, выполняемых на реках, — это периоды паводков. План должен быть составлен таким образом, чтобы все основные гидротехнические сооружения были возведены в один сезон и чтобы наступивший паводок не разрушил уже построенных сооружений.

При составлении плана объём работ и потребность в рабочей силе и стройматериалах берут из проекта. План должен включать следующие основные документы.

1. Календарный план работ в натуральных измерителях с показанием объёма и сроков выполняемых работ по каждому объекту строительства в отдельности (плотина, здание станции и др.) в месячном и декадном разрезе.

2. Источники покрытия ежедневной потребности в рабочих (по квалификации), живой тягловой силе, транспортных средствах, строительных машинах и механизмах, инвентаре и инструментах.

3. Потребность в строительных материалах и оборудовании и их поставка на место работ.

4. Размеры капиталовложений (на текущий год) и источники финансирования строительства.

ПРОИЗВОДСТВО СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Часть территории, на которой возводится сооружение, называется строительной площадкой. Вся площадка сооружения должна быть очищена от леса, кустарника и других препятствий. После этого приступают к установлению места возводимых сооружений на строительной площадке, как это предусмотрено проектом (разбивка).

Прежде всего необходимо проверить наличие и неповреждённость геодезических знаков (реперов, пикетов и др.), установленных при изысканиях, сличая их с чертежами проекта.

На площадке строительства, вне контуров сооружений, устанавливают постоянные опорные пункты — реперы, которые являются основными ориентирами для постоянного контроля за элементами возводимых сооружений и должны строго охраняться.

Разбивка под здания станций и фундаменты (турбины и генераторы), требующая особенной тщательности и точности, производится с применением геодезических инструментов. Теодолитом намечаются базисные оси в продольном и в поперечном направлениях. На расстоянии 2—5 м от внешних сооружений ставится обноска (сплошная или с разрывами), состоящая из зарытых в землю стоек, к которым пришиваются в строго горизонтальном направлении доски. На основе рабочих чертежей на эти обноски наносятся оси сооружений, отмечаемые на досках обноски зарубками или забивкой тонких гвоздей. С помощью отвесов на поверхность земли с обноски переносятся все нужные точки сооружения.

ВОЗВЕДЕНИЕ ПЛОТИН И ПРОПУСК СТРОИТЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ

Существует два основных метода постройки плотин в русле реки: а) возведение «насухо», б) возведение в текущей воде.

При возведении плотин «насухо» возможны следующие схемы пропуска строительных расходов.

а) При спокойном рельефе и низких берегах реки целесообразно отвести реку в обход плотины земляным каналом. Для этого выше и ниже намеченного места для плотины возводят на реке перемычки.

В этом случае для устройства отводного канала могут быть использованы староречья и овраги.

б) При наличии крутых берегов и отсутствии естественных оврагов и староречий устройство отводного канала трудно выполнимо. В этом случае при малых расходах реки строительные расходы могут быть пропущены по деревянным лоткам поверх котлована плотины.

в) На равнинных реках, при наличии благоприятных условий местности, водосбросное сооружение (плотина) и здание станции целесообразно возвести в пониженной пойме (излучине), с пропуском расхода по естественному руслу реки. Впереди и позади возводимого сооружения устраиваются земляные перемычки небольшой высоты, служащие для предохранения котлована сооружений от паводковых вод.

После возведения постоянного водосброса (плотины), перемычки убираются и расход реки пропускается через это сооружение, а естественное русло реки перекрывается земляной плотиной.

г) Если плотина запроектирована в русле широкой и сравнительно многоводной реки, то возведение её может быть осуществлено отдельными секциями, ограждаемыми перемычками.

Возведение земляных плотин отсыпкой в текущую воду может быть применено лишь при благоприятных к тому условиях: малые расходы воды в скорости течения (до 1 м/сек.). В этом случае можно рекомендовать следующий порядок производства работ при возведении небольших земляных плотин (высотой до 5,0 м) в текущей воде. После расчистки основания под плотину начинают отсыпку от берегов левобережной и правобережной части плотины, оставляя лишь проток воды в реке.

Одновременно с отсыпкой плотины производятся работы по устройству в стороне постоянного водосброса того или иного типа, причём земля, вынимаемая из траншеи водосброса, в зависимости от её качества, может быть использована для насыпки тела плотины.

После окончания постоянного водосброса приступают к заделке оставшегося протока в плотине. Для этого на гребне плотины, ближе к протоку, сосредоточиваются необходимые запасы грунта. Заделка протока может быть осуществлена одним из следующих способов.

1. Впереди протока быстро устанавливается деревянный щит, опирающийся на забитые сваи. Вместо щита возможно устройство глиняной перемычки в плетнёвых стенках впереди или позади плотины. После перекрытия протока производится быстрая отсыпка грунта в оставшуюся часть тела плотины.

2. Второй способ заделки протока заключается в следующем.

У нижнего откоса плотины начинается наброска в текущую воду каменной и дренажной призмы, с устройством, по возможности, обратного фильтра, тоже отсыпкой его в воду, а затем, двигаясь вперёд, производят отсыпку песчаного грунта.

При отсутствии камня, в плотинах небольшой высоты, прегражденне протока может быть осуществлено козловой перемычкой с укладкой впереди её тяжёлых фашин, с пригрузкой их грунтом.

Последующая отсыпка тела плотины во всех случаях должна вестись с быстротой, превышающей скорость подъёма уровня воды перед плотиной.

После заделки протока производится окончание работ по отсыпке тела плотины и планировка откосов.

Возведение деревянных разборчатых плотин без отвода реки и устройства перемычек может быть осуществлено для равнинных рек с расходом воды до 5—6 м³/сек. при небольшой мощности грунтов, подлежащих удалению при подготовке основания (до 0,7 м). Особенно благоприятные условия для применения этого метода создаются при наличии выше по реке искусственных или естественных водоёмов, при помощи которых имеется возможность в течение 2—4 суток производить регулирование расходов реки при замыкании плотины.

Работы по возведению плотины в этом случае производятся в следующем порядке.

Производится расчистка дна реки под плотину, которая, в зависимости от глубины, производится вручную или конными и лебёдочными скреперами-волокушами.

После расчистки русла производится забивка свай и шпунтов. В шпунтовом ряду, который забивается одновременно с обоих берегов, оставляют отверстие шириной в 2—4 м для пропуска расхода реки. После этого производится загрузка понура, водобоя, слива и рисбермы. Сначала загружается понурная часть плотины; загрузка начинается с обоих берегов реки и постепенно доводится до отверстия, оставленного в шпунтовом ряду. Часть понура по

ширине, равная оставленному в шпунтовом ряду отверстию, не загружается. Загрузка понура производится следующим образом: вначале понур отсыпается слоем, равным глубине воды в реке, а далее, по выходе из воды, загрузка его ведётся слоями толщиной не более 15 см, с трамбовкой.

Под защитой построенного понура производится загрузка водобойной и сливной частей плотины и рисбермы, в которых, как и в понуре, оставляется прорезь для пропуска расхода воды в реке. Загрузка ряжевых устоев производится независимо от заделки протока.

Далее производится настилка полов флютбета и одновременно мощение предпонурной подушки, береговых откосов и устройство устоев.

Последняя стадия работ состоит в закрытии прорези и устройстве флютбета в пределах прорези.

Работы по заделке прорези следует провести в возможно короткий срок и при небольших расходах в реке.

Для этого необходимо: 1) если имеются выше по реке водохранилища, опорожнить их, и перед замыканием прорези уменьшить или совсем прекратить выпуск воды;

2) заблаговременно заготовить в нужном количестве материалы загрузки и уложить их ближе к месту работ;

3) деревянные части флютбета, которые подлежат укладке, должны быть предварительно пригнаны по месту, замаркированы и уложены ближе к месту работ.

В зависимости от высоты флютбета плотины и расхода реки, можно рекомендовать следующий порядок работ по устройству флютбета в пределах прорези.

При высоком флютбете принимается следующий порядок работ (рис. 100).

Над прорезью, в начале предпонурной подушки устраивают подмости, на которых располагают материал загрузки — глину и мешки с грунтом. Над отверстием, оставленным в шпунтовом ряду, устанавливается щит из шпунтовых свай.

Закрытие прорези начинается с интенсивной отсыпки грунта в верхней части предпонурной подушки и закрытием отверстия в шпунтовом ряду помощью указанного щита. После его опускания в оставленное отверстие, он немедленно забивается ручными бабами в грунт. После того как прекратится доступ воды в прорезь, приступают к устройству флютбета. Работы по устройству флютбета должны производиться такими темпами, чтобы нарастающий перед плотиной горизонт воды не затоплял производящихся работ.

При ряжевых флютбетах отверстие закрывается шандорным щитом, опирающимся на вертикальные направляющие, прибитые к ряжам.

В плотинах с низким флютбетом на свайном основании работы по устройству флютбета в пределах прорези производятся в следующем порядке. Впереди предпонурной подушки и вдоль прорези по готовому флютбету устраивают перемычки. Под защитой этих перемычек производятся все работы по устройству флютбета в пределах оставленной прорези.

Описанные выше способы возведения разборчатых плотин на свайном основании разработаны Гидроэнергопроектом и были применены при постройке плотин водных заграждений.

ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

Земляные работы — наиболее трудоёмкая часть строительства, поэтому необходимо стремиться к максимально возможной их механизации, что сильно сократит сроки и стоимость строительства.

При строительстве сельских гидростанций чаще всего встречаются следующие земляные работы: разработка котлованов; устройство плотин, дамб, перемычек и каналов.

Котлованы глубиной свыше 3,0 м могут быть выполнены вручную, с выдачей грунта землеподъёмниками или другими простейшими механизмами (краны-укосины, краны-деррики и т. п.), экскаваторами и транспортерами (рис. 100-а).

При 12 тачечниках и среднем расстоянии подвозки 15—20 м для грунта 1 категории производительность разработки грунта транспортёром по нормам составит около 20 м³/час.

Для разработки котлованов применяются также краны-укосины. Кран-укосина представляет мачту из круглого леса диаметром 18—24 см, с прикреплённой к ней металлической треугольной фермой. В передвижном кране-укосине мачта укрепляется на горизонтальной раме, а вверху — тросами. Грунт насыпается в бадьи, снабжённые открывающимся дном или вращающимся вокруг горизонтальной оси. Подъём бадьи производится ручной или электрической лебёдкой. Грузоподъёмность крана-укосины доходит до 1,25 т, а ёмкость бадьи до 0,70 м³. Производительность крана-укосины в смену составляет от 20 до 40 м³, в зависимости от высоты подъёма и характера грунта.

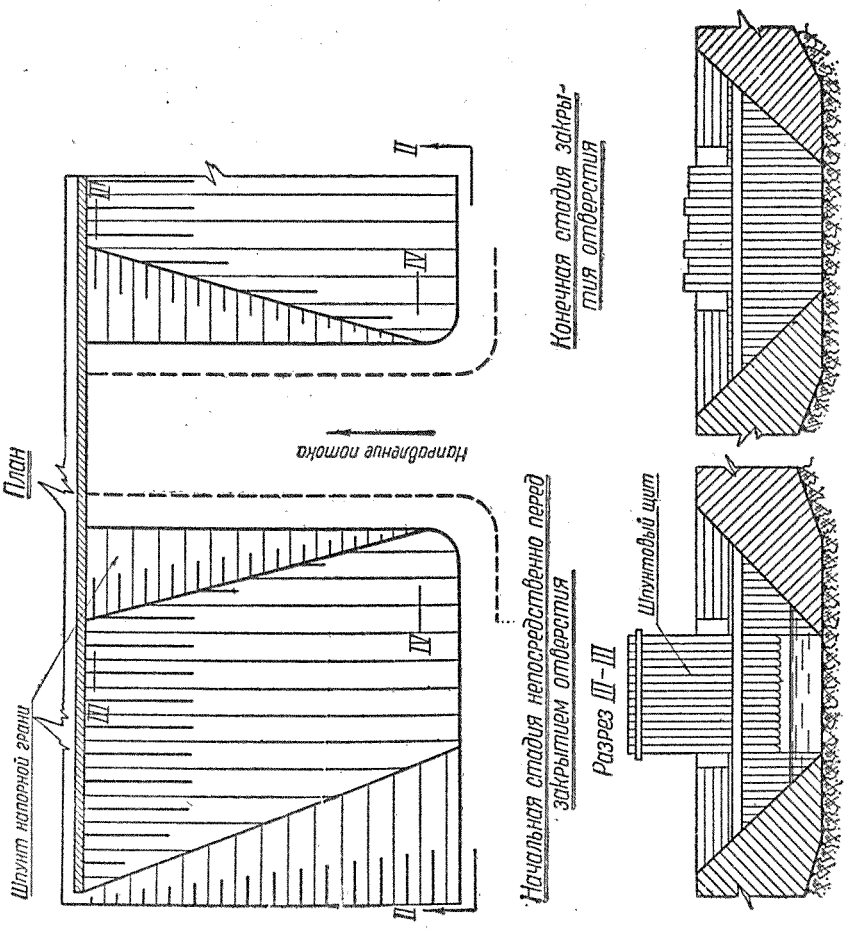


Рис. 100. Схема заделки протока при постройке деревянной плотины.

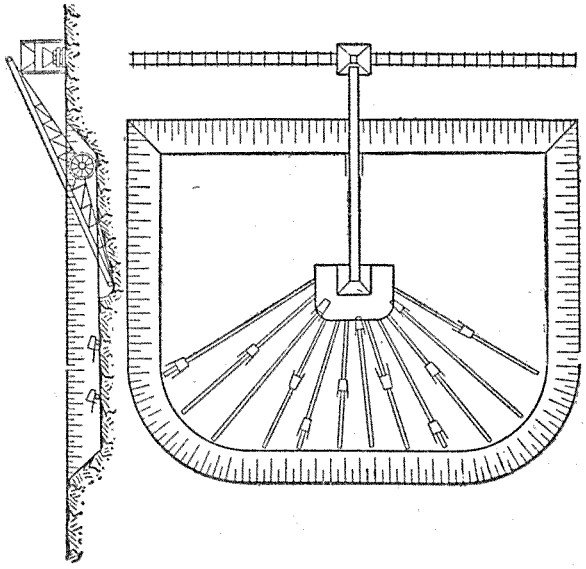


Рис. 100-а. Схема разработки котлована транспортёрами.

Когда определены количество и качество грунта для возведения плотины или дамбы, приступают к выбору карьеров, т. е. мест, откуда будет браться грунт. Карьер должен иметь грунт подходящего качества и быть, по возможности, ближе к месту его укладки. В целях удобства и ускорения работ нужно использовать несколько карьеров.

Добыча грунта и отсыпка плотин и дамб, в зависимости от объёма работ, могут производиться вручную или при помощи механизации.

При большом объёме земляных работ могут быть применены волокуши конные, при расстоянии возки от 20 до 50 м, и тракторные, при расстоянии до 500—600 м, экскаваторы с механической лопатой, дитчером или драглайном и гидромеханизация.

Доставка грунта на место укладки может быть осуществлена конным или механизированным транспортом.

Отсыпка грунта должна производиться слоями толщиной по 0,15—0,20 м. Уплотнение грунта может производиться трамбовками или прицепными катками. Грунт, насыпаемый в тело плотины, должен быть естественной влажности, рыхлый. При недостаточной влажности грунта его равномерно смачивают. Поливка грунта в жаркое время, особенно после перерывов в работе, производится обязательно. Учитывая последующую осадку плотины вследствие уплотнения грунта, необходимо плотину при возведении делать примерно на 10% выше, чем по проекту. По окончании отсыпки плотины откосы её отделываются и планируются. Для правильного выведения откосов применяются деревянные шаблоны, соответствующие профилю плотины, с учётом её осадки.

ДЕРЕВЯННЫЕ И СВАЙНЫЕ РАБОТЫ

Дерево очень широко применяется в гидротехническом строительстве, особенно в лесных районах. Из дерева строятся плотины, здания станций, ряжевые и свайные основания под сооружениями и т. д.

Лес употребляется преимущественно сосновый, как наиболее стойкий в отношении загнивания. Ель загнивает обычно быстрее и потому применяется в малоответственных частях сооружений. Из лиственных пород употребляется дуб, обладающий высокими техническими качествами (крепость и стойкость против загнивания). Однако, ввиду высокой стоимости дуба, его применяют, главным образом, на мелкие ответственные части (подкладки, шпонки и т. д.).

Деревянные сваи изготовляются, как правило, из леса хвойных пород. Дерево для свай должно быть здоровое, прямослойное, без сучков, желательно зимней рубки, с искривлением не более 1% длины сваи.

При забивке свай в плотные грунты, имеющие прослойки гравия, камня или стволы деревьев, на нижний конец сваи рекомендуется надевать металлические башмаки, а для предохранения верхнего конца сваи от износа при ударах бабы, надевают металлический обруч (бугель). Этот бугель после забивки сваи срезают вместе с верхушкой забитой сваи. Для запаса на срезку размочаленных при забивке головок, сваи следует заготовлять примерно на 0,50 м длиннее проектной длины.

Обычно сваи забивают вершиной вниз, но когда имеется опасность выпирания сваи из грунта, их лучше забивать комлем вниз.

Перед забивкой шпунтовые сваи сплачиваются по две, по три вместе, с надеванием общих бугелей.

Если предполагается забивка небольшого количества свай на глубину до 2—2,5 м в грунты средней плотности, то применяется забивка свай ручной бабой. В тех случаях, когда забиваются длинные и тяжелые сваи, входящие в конструкцию сооружения (плотины), забивка свай производится при помощи копров.

В зависимости от рода грунта, толщины свай и глубины их забивки, применяются ручные, механические и машинные копры.

Забивка свай ручными и механическими копрами ведётся залогами. Залогом называется определённое количество ударов по голове сваи без перерыва.

При ручном копре залог берётся до 20 ударов, а при механическом — 10 ударов.

Глубина забивки свай определяется отказом. Отказом называется величина погружения сваи от залога.

Величина требуемого отказа получается по формуле проф. Н. М. Герсеванова:

$$e = n\frac{5FQH}{2P(P+5F)}\cdot\frac{Q+0{,}2q}{Q+q}\text{ см}, \qquad (124)$$

где n — число ударов в залоге;
F — площадь поперечного сечения сваи в см^2;
Q — вес бабы в кг;
H — высота падения бабы в см;
q — собственный вес сваи в кг;
P — безопасная допускаемая нагрузка на сваю в кг.

Во время забивки свай обязательно ведётся журнал свайной бойки.

Каждая свая, несущая нагрузку, должна быть забита до установленного проектом отказа.

Сваи, забитые до проектной отметки и не давшие расчётного отказа, подвергаются контрольной добивке, которая для среднезернистых и мелкозернистых грунтов производится не ранее 2 суток. Если последующая добивка покажет, что свои дают отказ больше расчётного, производится забивка дополнительных свай или пересматривается проект основания.

Забивка деревянных шпунтовых свай производится в направляющих схватках, установленных по маячным сваям.

Для глубины забивки шпунтовых стенок рекомендуется не переходить пределов, указанных в таблице 60.

Таблица 60

Глубина забивки шпунтовых стенок

Грунт	Глубина забивки (в м)			
	дощатая стенка толщиной		брусчатая стенка толщиной	
	7 см	10 см	15 см	18 см
Песок, супесь	2	3	4	5,5
Суглинок, мягкая глина	3	4	5	6,5

КАМЕННЫЕ РАБОТЫ

При постройке гидростанции целый ряд входящих в неё сооружений может быть выполнен из камня как естественного (гранит, известковый камень), так и искусственного (обожжённый кирпич). Из обожжённого кирпича кладутся надземная часть здания станции и относящиеся к ней пристройки. При отсутствии кирпича бóльшая часть здания станции и другие сооружения могут быть выполнены из естественного камня. Для кладки фундаментов здания станции и плотины может быть применён бутовый камень, имеющий временное сопротивление не ниже 200 кг/см² и обладающий достаточной морозостойкостью. Бутовый камень должен быть постелистый, иметь однородное строение. При бутовой кладке нужно придерживаться основных требований кладки из камней правильной формы — соблюдать перевязку швов, тщательно расщебенивать кладку мелким камнем или щебнем и не допускать в кладке пустот, не заполненных камнем или раствором.

Для кладки сооружений, расположенных ниже уровня грунтовых вод или находящихся под водой, применяются растворы на портландцементах [портландцемент, пуццолановый портландцемент, шлако-портландцемент (состава 1 : 4 или 1 : 5), цемент : песок] и сложные растворы состава 1 : 5 : 6 или 1 : 1 : 9 (цемент : известь : песок).

БЕТОННЫЕ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ РАБОТЫ

Из бетона возводится целый ряд сооружений, входящих в состав гидростанции: плотина, здание станции, мосты и пр.

Бетон, применяемый в гидротехнических сооружениях, должен быть водонепроницаемым, морозостойким и обладать требуемой по проекту механической прочностью. Водонепроницаемость бетона в значительной мере зависит от его плотности. Для увеличения водонепроницаемости бетона применяется пуццолановый или подобный ему цемент.

Бетонная смесь может приготовляться или ручным или машинным способом.

Состав бетона указывается проектом и должен подбираться до начала бетонирования по заданной марке бетона. Согласно техническим условиям на производство и приёмку бетонных и железобетонных работ, устанавливается следующий минимальный расход цемента на 1 м³ бетона для железобетонных конструкций без применения вибрирования (табл. 61). В тех случаях, когда по подбору состава бетона требуется цемента меньше, чем указано в таблице, необходимо добавлять в бетон соответствующее количество добавок.

Таблица 61

Минимальный расход цемента на 1 м³ бетона
(в кг)

Характер конструкции	Цемента
Для конструкций, находящихся в непосредственном соприкосновении с водой и подвергающихся частому замерзанию	265
Для обычных конструкций, не защищённых от атмосферных воздействий . .	250
Для конструкций, защищённых от атмосферных воздействий	220

Бетонные и железобетонные работы состоят из следующих операций: 1) заготовки материалов: цемента, песка, гравия, лесоматериалов, арматурного железа и воды; 2) подбора и приготовления бетонной смеси, 3) транспортирова-

ния бетонной смеси к месту укладки, 4) укладки и уплотнения бетонной смеси, 5) ухода за бетоном в сооружении. Обычно бетонным работам предшествуют следующие подготовительные работы: опалубочные, арматурные, подготовка основания или поверхности бетона, уложенного ранее.

Ручное приготовление бетонной смеси производится следующим способом. Настилается дощатый пол (боёк), на который кладут в определённой пропорции песок и цемент; затем песок и цемент тщательно перемешивают (перелопачивают). Полученная таким образом сухая смесь укладывается поверх насыпанного грядкой на бойке промытого гравия. Всё это снова 2—3 раза перелопачивается всухую. После этого (по мере перемешивания) смесь смачивают водой из лейки до требуемой густоты. Перемешивание мокрой смеси лопатами производится одновременно двумя рабочими, стоящими друг против друга; третий рабочий производит перемешивание смеси граблями, а четвёртый поливает её водой. За 8-часовой рабочий день 4 человека могут приготовить около 10 м³ бетона.

Для машинного приготовления бетонной смеси применяются бетономешалки. Производительность бетономешалок различна и зависит от типа их и ёмкости барабана. Так, бетономешалка типа «Егер» имеет производительность от 8 до 15 м³ бетонной смеси в час.

От места приготовления к месту укладки бетон обычно перевозится на тачках или вагонетках. В сооружение бетон может подаваться по наклонным желобам, а также транспортёром. Подача бетона к месту укладки должна вестись с таким расчётом, чтобы бетон мог быть уложен не позднее, чем через 2 часа после его приготовления, иначе бетонная масса начнёт схватываться и для употребления не годится.

По окончании бетонирования поверхность бетона следует покрыть обрезками досок, а затем рогожами или соломенными матами, всё время поддерживая их в мокром состоянии. Температура уложенного в дело бетона должна быть не менее +5°, иначе прочность бетона будет понижаться.

Технико-экономические показатели ГЭС

Характеристика показателей

При рассмотрении вопроса о постройке гидростанции, кроме стоимости её, необходимо оценить, учитывая местные условия, насколько целесообразно производить капитальные затраты на её сооружение. Для этого производят

Таблица 62

Рекомендуемое оборудование для механизации строительных работ

Наименование механизма	Типы	Краткая техническая характеристика
1. Земляные работы		
Пароконные скреперы-волокуши		Ёмкость ковша до 0,33 м³
Тракторные скреперы		Ёмкость 0,75 м³
Тачки одноколёсные	Т-2	Ёмкость 0,10 м³
Краны-укосины .	СССМ-028 СССМ-028а	Грузоподъёмность 1 т. Мощность двигателя 9,1 квт
Краны-деррики, жёсткие, деревянные	СССМ-034	Грузоподъёмность 1—3 т. Мощность двигателя 10,5 квт
Землеподъёмник передвижной, с ковшом ёмкостью в 0,75 м³	СССМ-082	Производительность 18—22 м³/час. Мощность двигателя 5 квт
Транспортёры . .	«Ленинец 1»	Производительность 220 м³/час. Мощность мотора 3,3 квт. Длина 15 м
	«Ленинец 2» и др.	Производительность 20—25 м³/час. Мощность мотора 2,8 квт. Длина 10 м
2. Водоотливные работы		
Насос лягушка (диафрагмовый)		Производительность до 18 м³/час.
Насосы Летестю		Производительность до 60 м³/час.
Насосы центробежные . . .		Производительность до 120 м³/час; высота подъёма до 12 м
3. Свайные работы		
Деревянный ручной копёр с бабой, весом 400—600 кг		Производительность для грунтов 2 категории при глубине забивки до 4 м 20—25 пог. м. в смену
Деревянный копёр с механической бабой, весом 1,1 т, с приводной лебёдкой и электромотором	СССМ	Производительность при тех же условиях 35—40 пог. м. в смену. Мощность двигателя 13,5 л. с.
4. Бетонные работы		
Бетономешалка передвижная ёмкостью в 150 литров . .	СМ-30	Производительность от 23 до 36 м³ бетона в смену. Мощность электромотора 5 л. с.
Бетономешалка передвижная, с внешним приводом, ёмкостью в 250 литров .	СССМ-002А	Производительность до 50 м³ бетона в смену. Мощность двигателя 9,3 л. с.
Камнедробилки челюстные . .	БЛЕК	Производительность до 7 м³/час, с двигателем мощностью до 12 л. с.

сопоставление проектируемой гидростанции с имеющимися тепловыми станциями или ранее выстроенными гидростанциями.

При сопоставлении пользуются технико-экономическими показателями, которые можно разбить на:

а) энергетические показатели,
б) стоимостные »
в) удельные »

А. *Энергетические показатели отражены в главе* XXII.

Б. *Стоимостные показатели*

1) Капиталовложения гидростанции, т. е. полная сметная стоимость гидростанции за вычетом возвратных сумм. Различают:

а) Капиталовложения полные, включающие и стоимость линий электропередачи, мостов, дорог, ирригационных сооружений и др.

б) Капиталовложения без стоимости линий электропередачи, мостов, дорог и др., т. е. капиталовложения, непосредственно относящиеся к самой гидростанции, которые в последующем и будут приняты на баланс гидростанции (инвентарная стоимость ГЭС).

2) Эксплоатационные годовые расходы, включающие в себя амортизационные отчисления, расходы на текущий ремонт, содержание эксплоатационного персонала, общестанционные расходы и др.

В. *Удельные показатели*

Если стоимостные показатели отнести к единице мощности гидростанции (к 1 квт) или к единице среднегодовой выработки (к 1 квт. часу), то получим удельные показатели, к которым относятся:

1) Капиталовложения на один установленный киловатт мощности ГЭС, определяемые как частное от деления капиталовложений (без линий электропередачи, ирригации и т. п.) на установленную мощность.

2) Капиталовложения на один киловаттчас годовой выработки ГЭС, определяемые как частное от деления капиталовложений (без линий электропередачи, ирригации и т. д.) на среднегодовую выработку ГЭС.

3) Себестоимость одного киловаттчаса электроэнергии на шинах ГЭС, определяемая как частное от деления суммы эксплоатационных расходов на количество выработанной энергии в течение года.

4) Отпускная стоимость энергии или тариф, т. е. стоимость, взимаемая с потребителя за один отпущенный киловаттчас.

Графики и таблица стоимостных и удельных показателей

Ниже приводятся таблица и графики стоимостных и удельных показателей, полученные в результате анализа и обработки имеющихся в Главсельэлектро отчётных данных по ряду построенных ГЭС за период 1935—1940 гг., а также утверждённым к строительству проектам гидростанций малой мощности.

В таблице 63 даны сводные технико-экономические показатели сельских гидростанций, где первые цифры относятся к станциям общей стоимостью в 300 тыс. руб., а вторые — к станциям стоимостью в 1 500 тыс. руб.

Таблица 63

Технико-экономические показатели малых ГЭС при общей стоимости их от 300 до 1500 тыс. руб.

Наименование показателей	Приплотинные ГЭС		Деривационные ГЭС	
	от	до	от	до
Стоимость гидротехнических сооружений в % от общей стоимости ГЭС	60	45	40	25
Стоимость оборудования (гидромеханического и электромеханического и повысит. п/станции) в %	20	12	30	20
Стоимость линий передачи (высокого и низкого напряжения и понизит. п/станции) в %	15	40	24	52
Стоимость проектно-изыскательских работ в % от общей сметной стоимости ГЭС	5	3	6	3
Полные затраты на 1 квт установленной мощности в тыс. руб.	9	5	7	3
Затраты на 1 квт установленной мощности без линий передачи в тыс. руб.	5	2	3,5	1,5
Затраты на 1 квтч годовой выработки в руб.	4	2	2	1
Стоимость эксплоатации в % от сметной стоимости строительства	12	7	15	10
Стоимость 1 квтч на шинах ГЭС в коп.	23	11	22	10
Стоимость 1 квтч у потребителя в коп.	33	21	32	20

На рисунке 101 представлен график стоимости напорно-станционных и головных узлов сооружений деривационных установок. В стоимость напорно-станционного узла входит стоимость здания гидростанции (каменное) с гидромеханическим оборудованием (турбиной), отводящего канала, напорного бассейна и деревянного трубопровода. Стоимость головного узла включает водозахватную шпору простейшей конструкции и головной регулятор (каменный) с деревянными щитами.

На рисунке 102 дан график строительной стоимости зданий ГЭС (без оборудования) приплотинных установок, отнесённых к 1 м³ строительного объёма для деревянных зданий (надводная и подводная части) и зданий, в которых надводная часть выполнена из кирпича или бутовой кладки, а подводная часть (камера) — из бутовой кладки или бетона.

Только при малых размерах станции стоимость деревянных зданий (при наличии леса) будет ниже, чем из камня или кирпича, вообще же стоимость деревянных зданий выше, чем каменных, при наличии на месте камня и кирпича.

На рисунке 103 дан график стоимости 1 м³ зданий ГЭС деривационных установок.

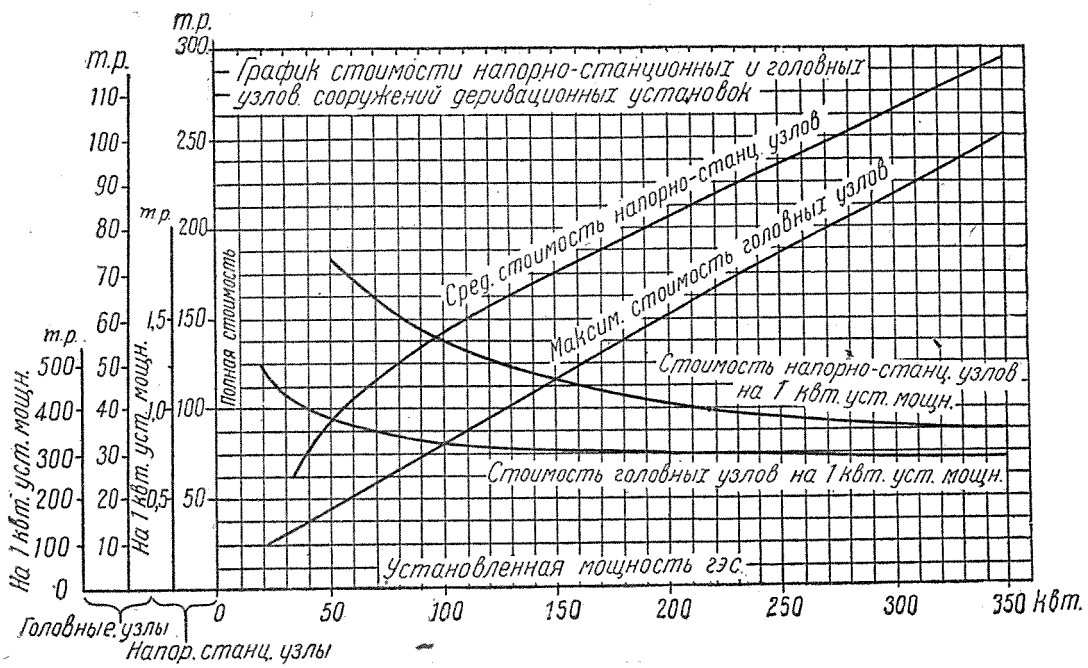


Рис. 101. График стоимости напорно-станционных и головных узлов сооружений деривационных установок.

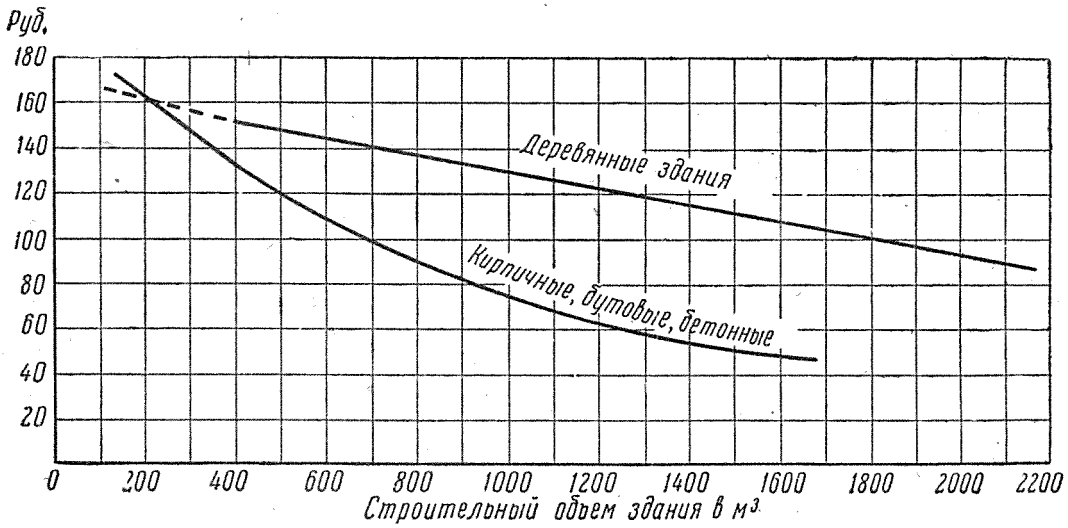


Рис. 102. График стоимости 1 м³ зданий ГЭС приплотинных установок (без оборудования).

На рисунке 104 дан график потребности в лесоматериалах для деревянных плотин в зависимости от мощности гидростанции, составленный на основе данных построенных установок для равнинной полосы Союза.

ЭКСПЛОАТАЦИЯ СЕЛЬСКИХ ГИДРОСТАНЦИЙ

Общие положения

По каждой гидроэлектростанции и подстанции, находящейся в эксплоатации, должны быть следующие документы:

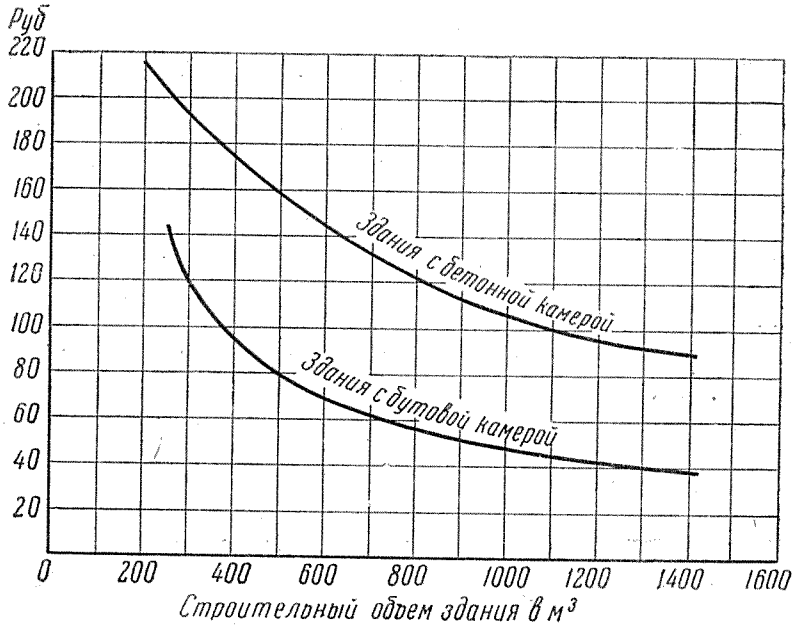


Рис. 103. График стоимости 1 м³ зданий ГЭС деривационных установок (без оборудования).

а) акт приёмочной комиссии со всеми приложениями;

б) утверждённый технический проект со всеми внесёнными изменениями при строительстве и пояснительные записки с расчётами;

в) исполнительные чертежи сооружений и оборудования;

г) паспорта сооружений и оборудования;

д) эксплоатационные и должностные инструкции, эксплоатационные схемы каждого участка сооружений и механизмов;

е) акты заводских испытаний и характеристики агрегатов, акты пусковых испытаний;

ж) ведомость реперов и марок;

з) акт отвода участка на застройку;

и) генеральный план земельного участка гидростанции, с нанесением всех сооружений и подземного хозяйства.

К обслуживанию сооружений и оборудования допускается только специально обученный персонал, сдавший соответствующий экзамен.

Эксплоатация межколхозных гидростанций может производиться:

а) Хозяйственным способом, под непосредственным управлением избираемого правлениями колхозов уполномоченного по эксплоатации межколхозной ГЭС.

Колхозы, пользующиеся гидростанцией, ежегодно в приходо-расходных сметах обязаны предусматривать средства на производство её капитального и текущего ремонта.

Хозяйственная эксплоатация гидростанции производится при обязательном техническом руководстве со стороны местного треста Сельэлектро.

б) Путём заключения колхозами-участниками хозяйственного договора с местным трестом Сельэлектро на ведение на арендных началах эксплоатации ГЭС.

В этом случае на трест Сельэлектро возлагается хозяйственная и техническая ответственность по эксплоатации гидроэлектростанции.

Текущий и капитальный ремонт эксплоатируемых гидроэлектросооружений трест Сель-

электро выполняет за счёт средств амортизационного фонда, расходуемых согласно эксплоатационной смете, приложенной к договору аренды. При этом колхозы-участники обязаны представлять по расценкам производственной сметы рабочую силу, транспортные средства и имеющиеся у колхозов местные строительные материалы.

Амортизационные отчисления вносятся на особые счета в банке.

Капитальные затраты при эксплоатации гидростанции, не предусмотренные договором с

ния ГЭС всегда подвержены опасности быть разрушенными весной ледоходом и паводками от таяния снега, летом и осенью паводками от интенсивных дождей и, наконец, зимой от действия замерзающей воды (в трубах, в водохранилище и т. д.).

Эти специфические особенности работы гидротехнических сооружений требуют постоянного надзора за их работой и производства наблюдений и измерений, что устанавливается производственной инструкцией, исходя из местных особенностей.

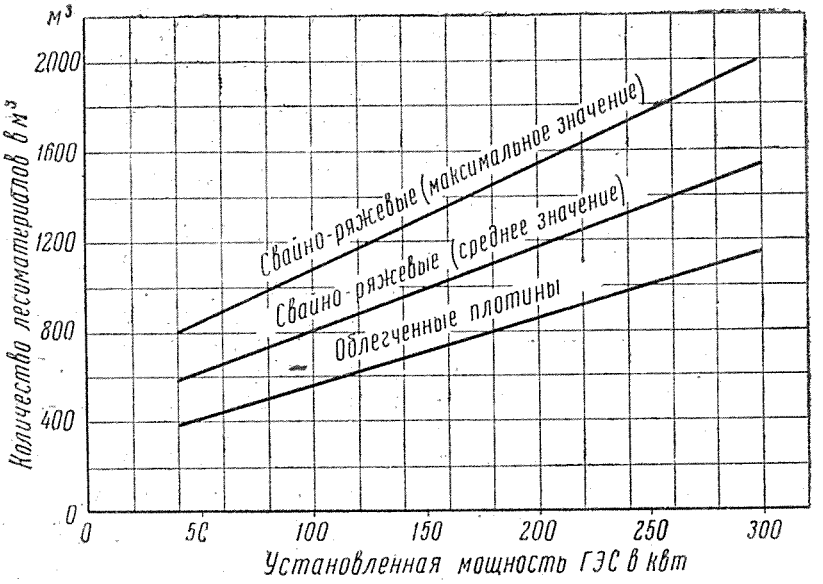


Рис. 104. График потребности в лесоматериалах для постройки деревянных плотин.

трестом Сельэлектро, могут производиться лишь за счёт особо выделяемых колхозами средств, строительных материалов и трудового участия населения.

Эксплоатация гидротехнических сооружений, оборудования и линий передачи должна производиться согласно «Правилам технической эксплоатации сельскохозяйственных электроустановок» и инструкции, составляемой для каждой гидроэлектростанции применительно к типу сооружений и местным условиям работы установки.

Гидротехнические сооружения находятся постоянно под напором воды, поэтому даже небольшие повреждения становятся уже опасными и могут быть угрожающими для целостности сооружений. Гидротехнические сооруже-

Все земляные сооружения, особенно каналы в насыпях и проницаемых грунтах, плотины и дамбы должны ограждаться от повреждения.

Особенно тщательно нужно следить за основанием деревянных плотин, а также за фильтрацией в основании и под водобойной частью.

Перед весенним паводком водопропускные сооружения должны быть очищены от снега. Лёд, соприкасающийся с деревянными и каменными частями сооружений, по мере намерзания должен скалываться на ширину 0,50—1,0 м.

Во избежание вымыва грунта из-под пола водопропускного сооружения необходимо периодически проверять его состояние, для чего необходимо вскрывать часть пола водослива и в случае обнаружения вымывов и пустот запол-

нить их песчано-глинистым грунтом с последующим плотным трамбованием.

Значительно сложнее обстоит вопрос с ремонтом флютбетов водоспусков, пол которых обычно расположен ниже горизонта водохранилища, находясь всё время под напором. Пока просадка загрузки не превышает толщины поднастильных поперечных насадок, недостаток загрузки не представляет собой опасности для работы сооружения. Но как только загрузка опускается ниже и начинают оголяться верхние части шпунтов, фильтрующая вода под полом находит себе кратчайший путь через незащищённые загрузкой щели шпунтов, начинает выносить грунт из-под сооружения, что может повлечь разрушение сооружения.

В этих случаях для осмотра и заделки вымывов под полом флютбета требуется произвести опорожнение водохранилища и ограждение ремонтируемого участка перемычками с проведением (в случае надобности) водоотлива. Эта работа связана со значительной затратой времени и средств, а в отдельных случаях и с остановкой ГЭС.

БОРЬБА С ЛЕДОВЫМИ ЗАТРУДНЕНИЯМИ

Эксплоатация гидроустановок в зимнее время связана с большими затруднениями, обусловливаемыми, главным образом, вредным действием льда на гидросооружения.

Эти затруднения вызываются, в частности:

1) внутриводным (донным) льдом, выделяющимся из переохлаждённой воды на заградительных решётках водоприёмников или на частях турбин;

2) шугой, движущейся по поверхности или в массе воды.

3) обмерзанием затворов водосбросных отверстий;

4) поверхностным ледяным покровом.

Шугой принято называть донный лёд, всплывший на поверхность и передвигающийся вместе с водой.

Донный лёд образуется в результате переохлаждения воды.

Первоначально донный лёд образуется вокруг камней, где нарастание губчатой массы льда протекает довольно быстро (на металлических частях донный лёд образуется медленно).

Скапливаясь на камнях в больших количествах, донный лёд всплывает, увлекая за собой иногда камни и землю.

Для гидроустановок шуга опасна тем, что она может совершенно закупорить решётки перед турбинами и трубами, что приведёт к остановке гидростанции.

Для предотвращения закупорки решёток водоприёмников донным льдом, нужно стремиться создать условия, способствующие образованию в верхнем бьефе и в деривационном канале ледяного покрова. Для этого можно установить запани в верхнем бьефе плотины и на деривации, покрыть поверхности воды решётками из деревянных реек (или фашин) с секциями по 1,50—3,0 м, временно сокращать потребление воды станцией для уменьшения скоростей течения и, в крайнем случае, сделать перерыв в работе станции на период образования ледяного покрова.

Если указанные выше мероприятия осуществлены быть не могут, то должна производиться очистка решёток от льда ручным способом (баграми, скребками).

Пропуск весеннего ледохода должен производиться при максимально возможном использовании ледопропускного фронта сооружений, с обеспечением достаточного слоя воды над порогами для пропуска льда. С наступлением паводка необходимо внимательно следить за пропуском воды и льда через сооружения. В это время должно быть установлено круглосуточное дежурство на сооружениях, особенно у водосброса.

Необходимо всеми мерами предупреждать возможность образования заторов льда, обвалов, размывов и т. д. Для проведения работ по исправлению повреждений должны быть заблаговременно заготовлены багры, мешки, брёвна, топоры, ломы и лопаты, которые должны находиться в непосредственной близости от сооружений.

Нагромождение льда перед водосбросом может вызвать повышение воды и перелив её через плотину, что недопустимо. Поэтому пропуск воды через водосбросы должен производиться с предосторожностью; льдины при проходе к водоспуску должны направляться баграми и шестами или отводиться в сторону. Крупные ледяные заторы должны взрываться.

При малом количестве льда, его можно задержать в водохранилище, преграждая ему доступ в водосброс. Это достигается устройством ледозащитных сооружений: постоянных (свайные заграждения, или ледорезы) или временных (запани).

При водопропускных сооружениях, устроенных сбоку водохранилища (водосливы), задержание льда происходит без особого труда.

Иногда представляется возможным при помощи багров или крюков, привязанных к ве-

рёвке, уводить льдины от водослива, вытаскивая их на берег.

После прохода весеннего паводка производится подробный осмотр всех сооружений гидростанции и их ремонт.

БОРЬБА С НАНОСАМИ И ЗАИЛЕНИЕМ

Для смыва накопившихся в верхнем бьефе плотины наносов должен быть использован период, когда в реке имеет место избыточный расход воды, не могущий быть полностью использован гидростанцией.

Промыв верхнего бьефа должен вестись сбросом воды через наиболее глубокие отверстия при наинизших допускаемых отметках горизонта воды в верхнем бьефе.

Если периодический промыв наносов оказывается недостаточно эффективным, или не окупает связанной с этим потери энергии на ГЭС, следует переходить на механическую очистку наносов.

Промыв порога водоприёмника следует производить через специальные донные промывные отверстия, а при их отсутствии — через промывные отверстия плотины, расположенные ближе всего к порогу водоприёмника.

При установлении наличия отложившихся наносов перед порогом водоприёмника и опасности попадания их к турбинам, при недостатке воды для длительного промыва, должны производиться кратковременные промывы, с согласованием времени промывки с потребителями, если это влечёт ограничение мощности ГЭС.

При наличии на гидростанции отстойника, он должен непрерывно использоваться для осветления воды.

Отключение отстойника для ремонта можно производить только в периоды, когда река несёт незначительное количество наносов, с содержанием фракций, не опасных для турбины.

В целях борьбы с заилением деривации, необходимо в период большой мутности воды избегать работы деривации с малыми расходами и скоростями, благоприятствующими заилению, и следует пропускать по каналу возможно бо́льшие расходы, допуская в этом случае работу холостых сбросов в конце деривации.

В этом случае на безнапорной деривации, во избежание отложений наносов, следует работать на режиме, близком к равномерному.

На гидростанциях, расположенных на реках, несущих большое количество наносов, должны приниматься специальные меры для предохранения от заиления бассейна суточного регулирования. Если бассейном служит бьеф плотины или призма канала, то горизонт в них в период работы без суточного регулирования должен поддерживаться на возможно низких отметках при прохождении воды, обильно насыщенной наносами.

В периоды малой мутности при работе без суточного регулирования, горизонт воды в верхнем бьефе должен поддерживаться на максимальной отметке.

При наличии специального бассейна суточного регулирования, последний, во избежание заиления в период, когда суточное регулирование не нужно, должен быть, если это возможно, отключён от деривации.

ГИДРОЛОГИЧЕСКОЕ И МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГИДРОСТАНЦИЙ

На каждой гидростанции мощностью свыше 100 квт должны производиться определение и учёт расходов воды в водотоке, наблюдение за уровнями воды и за ледовым режимом водотока.

На гидростанции мощностью до 100 квт наблюдения ограничиваются режимом уровней. Прочие наблюдения, в частности, наблюдения за режимом и отложениями наносов, если они существенно влияют на работу ГЭС, могут включаться по специальным указаниям.

На каждой гидростанции не реже одного раза в сутки должна производиться регистрация горизонтов воды в верхнем и нижнем бьефах ГЭС, а также в отдельных створах деривационных сооружений.

Для гидростанций мощностью более 100 квт должен ежедневно определяться полный среднесуточный расход воды, проходящий через все её гидротехнические сооружения, с выделением расхода, использованного на турбинах ГЭС.

Для проверки связи между уровнями воды и расходами на гидрометрических створах, используемых для определения расходов воды, должны производиться периодические контрольные измерения расхода воды.

Наблюдение уровней на водомерных постах производится три раза в сутки.

Все водомерные посты должны поддерживаться в исправности и периодически проверяться нивелировкой.

Для гидростанций мощностью свыше 100 квт, расположенных на реках, имеющих большие паводки, должны составляться через местные управления гидрометслужбы прогнозы размеров и хода паводка.

Водное хозяйство гидростанций должно обеспечивать её надёжную и экономическую работу

при одновременном удовлетворении предусмотренных проектом основных потребностей смежных отраслей водного хозяйства: ирригации, сплава, водного транспорта, рыбного хозяйства, водоснабжения и др.

Водное хозяйство гидростанции должно вестись таким образом, чтобы было обеспечено наиболее полное использование как энергии водотока, так и установленной мощности ГЭС путём наиболее полного использования напора и обеспечения высокого к. п. д. гидростанции.

При наличии на водотоке нескольких гидростанций, регулирование стока должно производиться совместно на всех водохранилищах таким образом, чтобы в целом получить максимальный суммарный энергетический эффект от всех работающих ГЭС.

Регулирование стока должно производиться на основе и в соответствии с инструкцией, составленной для каждой гидростанции.

При работе гидростанции с суточным регулированием, последнее должно обеспечивать максимальную при данной водности выработку энергии. При назначении режима суточного регулирования стока должны быть учтены:

а) приток воды на данные сутки к водохранилищу или бассейну суточного регулирования;

б) располагаемый объём водохранилища и ожидаемое наполнение его к началу сработки водохранилища;

в) влияние формы графика нагрузки на колебания напора ГЭС, на величину развиваемой турбиной мощности и на возможное участие ГЭС в максимуме нагрузки системы или в суммарной нагрузке нескольких станций при параллельной работе их между собой;

г) влияние колебания напора на величину потерь выработки энергии ГЭС.

Водохранилище суточного регулирования должно ежедневно наполняться до нормального верхнего уровня.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

★

ГЛАВА XIII

КОММУТАЦИОННЫЕ СХЕМЫ ГЭС

★

СИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

Электрическая часть сельских гидроэлектростанций рассчитывается исключительно на применение переменного трёхфазного тока.

Постоянный ток в прошлом при электрификации сельскохозяйственных объектов имел некоторое распространение и то лишь на осветительных установках незначительной мощности.

Высшим пределом величины напряжения для постоянного тока в современных практических условиях является трёхпроводная система 2×220 с заземлённым средним проводом.

Более высокие напряжения дают по отношению к земле потенциал, превышающий 250 в, а напряжение в 250 в жизнеопасно для потребителей.

При напряжении постоянного тока в 2×220 в возможно передавать электроэнергию на расстояния, не превышающие 1—1,5 км. Можно передать энергию при этом напряжении постоянного тока и на несколько бо́льшие расстояния, но для этого потребуются значительные затраты проводов из цветного металла.

Кроме того, моторы постоянного тока, которые необходимы для привода различных машин, орудий и станков, более сложны по сравнению с моторами переменного трёхфазного тока.

Основные преимущества трёхфазного тока заключаются в возможности трансформирования, т. е. повышения низкого генераторного напряжения на более высокое (для сельских установок обычно 6 или 10 киловольт), и передачи электроэнергии при этом напряжении в районы, отдалённые на 5—10 км. При трёхфазном токе применяются чрезвычайно простые и дешёвые асинхронные электромоторы.

Все стандартные напряжения делятся на низкие и высокие. К системам низкого напряжения относятся такие, которые дают по отношению к земле напряжение, не превосходящее 250 в. При трёхфазном токе к этим системам относятся: 3×120 в, 220/127 в, 3×220 в и 380/220 в. Последняя система должна иметь заземлённый нейтральный провод, так как в противном случае возможно, что при случайном замыкании на землю одного из линейных проводов этой системы напряжение по отношению к земле других проводов значительно превысит 250 в. При напряжении в 380/220 в с заземлённой нейтралью силовые приёмники подключаются на линейное эксплоатационное напряжение в 380 в, а осветительные и бытовые нагревательные приборы на фазное напряжение в 220 в между линейным проводом и нулём.

При электрификации производственных предприятий с большими сосредоточенными металлическими массами (например, станками, котлами, трубопроводами и т. д.), для местного освещения и для переносных ремонтных ламп необходимо применять пониженные напряжения в 12—36 в; понижение напряжения производится специальными понижающими трансформаторами.

Из систем низкого напряжения наиболее экономичной и распространённой при сельской электрификации является система 380/220 в с заземлённой нейтралью, при использовании которой имеется возможность широко применять стальные (железные) провода. Но эта система, стоящая на границе низких и высоких напряжений, несколько опаснее, чем системы более низких напряжений, и требует ряда специальных защитных мероприятий.

При соблюдении требований, предъявляемых правилами и нормами устройства и эксплоатации, применение системы 380/220 в вполне безопасно.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ КОММУТАЦИОННЫХ СХЕМ

Одним из важнейших основных элементов проекта электрической части ГЭС является схема электрических соединений. Она определяет всё электрическое устройство ГЭС. Правильный выбор схемы коммутации даёт возможность рационально обслуживать электроустановку.

Нормальное количество основных агрегатов, т. е. комплектов водяных турбин и генераторов, на малой гидроэлектростанции составляет 1—2. Больше двух агрегатов на сельских станциях устанавливают чрезвычайно редко, так как совместная работа трёх агрегатов на общие шины более сложна, а обеспечить рациональную раздельную работу их затруднительно.

Генераторы сельской ГЭС, как правило, выбираются низковольтными, напряжением в 400/230 в, т. е. с выведенными тремя фазными зажимами и одним нулевым. Нулевая точка заземляется либо вблизи самого генератора, либо через нулевую шину распределительного щита. Проводка от нулевого зажима генератора к нулевой шине распределительного щита не должна защищаться предохранителями и должна быть защищена от механических повреждений. На сельских ГЭС она обычно осуществляется проводами ПРТО или ПР-500, прокладываемыми в газовых трубах.

Между сборными шинами и подводкой от генератора (на щите) располагаются рубильник или автоматический выключатель, предохранители и трансформаторы тока. На одноагрегатных электростанциях, как правило, рубильник должен располагаться до предохранителя. Это даёт возможность менять плавкие вставки предохранителя при выключенном рубильнике без остановки генератора. На электростанциях с двумя генераторами, рассчитанными на параллельную работу, следует предохранители устанавливать до рубильников (по пути от генератора к шинам). Это даёт возможность при одном остановленном генераторе и отключённом соответствующем рубильнике безопасно менять плавкие вставки данного генераторного предохранителя.

ОДНОАГРЕГАТНЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На рисунке 105 изображена рекомендуемая и наиболее распространённая схема коммутации сельской гидроэлектростанции с одним агрегатом мощностью до 140 ква. Генератор получает возбуждение от возбудителя с шунтовым регулятором. Магнитный регулятор в цепи возбуждения отсутствует, так как новейшие типы генераторов выпускаются из расчёта на регулирование только шунтовым реостатом.

В цепи возбуждения на схеме показаны амперметр и вольтметр (установка вольтметра не обязательна). Подводка от генератора к щиту осуществлена проводом ПР-500, причём, в зависимости от плотности тока, иногда целесообразно выбрать двойную цепь (в каждой цепи по три провода; один нулевой — общий для обеих цепей). На этой подводке установлен трёхполюсный автоматический воздушный выключатель переменного тока типа А-200-1 с максимальной защитой. Для питания контрольных и измерительных приборов (амперметров и токовых катушек счётчика) при большой величине рабочего тока служат три трансформатора тока катушечного типа. Счётчик установлен типа ИЧ для 4-проводной системы с нулевым проводом. Следует применять либо указанные счётчики либо три однофазных счётчика. Не следует применять обычные трёхфазные счётчики типа И или другие, не приспособленные для работы при неравномерной нагрузке, так как на малых сельских электростанциях при преобладании осветительных приёмников чрезвычайно трудно добиться равномерной нагрузки фаз.

Напряжение генератора измеряется вольтметром со шкалой до 450 в, снабжённым вольтметровым переключателем, который даёт возможность поворотом рукоятки измерять напряжение каждой пары фазных проводов. Допустимо применение вольтметра со шкалой до 250 в, причём в этом случае измеряется фазное напряжение, т. е. напряжение между каждой фазой и нулём.

Для определения величины линейного (междуфазного) напряжения показания фазного вольтметра умножают на 1,73. Применение вольтметра на 250 в по указанной схеме имеет некоторые преимущества, так как даёт возможность обнаружить частичные повреждения изоляции одной из фаз во всей электрической цепи, присоединённой к данной электростанции. При частичном повреждении изоляции одной из фаз, потенциал этой фазы по отношению к земле, а вместе с тем и к нулю генератора несколько уменьшится, а потенциал двух других (здоровых) фаз увеличится. Полный пробой изоляции в каком-либо месте будет обнаружен не по показаниям вольтметра, а по плавкому предохранителю: плавкая вставка повреждённой фазы сгорит.

Сборные шины генераторного напряжения электростанции, которые располагают за пане-

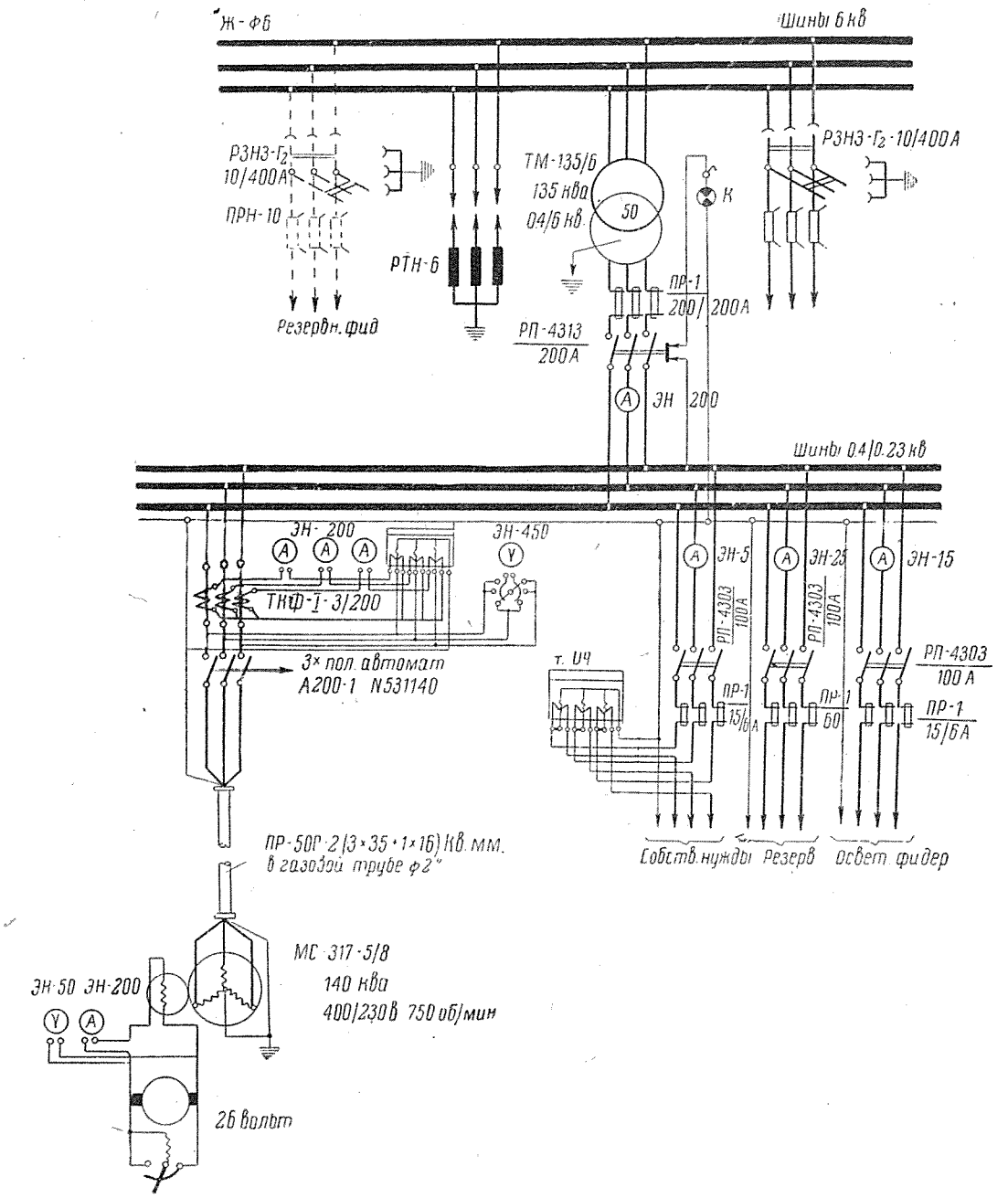


Рис. 105. Схема коммутации ГЭС с агрегатом 140 ква.

лями распределительного щита, состоят из стальных полос прямоугольного или круглого сечения.

От низковольтных шин распределительного щита отходят следующие фидеры: 1) для питания ближайшего района, 2) резервный и 3) для питания собственных нужд. Фидер собственных нужд снабжён счётчиком типа ИЧ.

На каждом низковольтном фидере ставят амперметр, рубильник и предохранитель типа ПР-1.

Предохранители всегда устанавливают после (по направлению от генератора) рубильников в целях безопасности при смене плавких вставок.

Все рубильники (в соответствии с нормами для системы 380/220 в с заземлённой нейтралью) применяют с задним приводом.

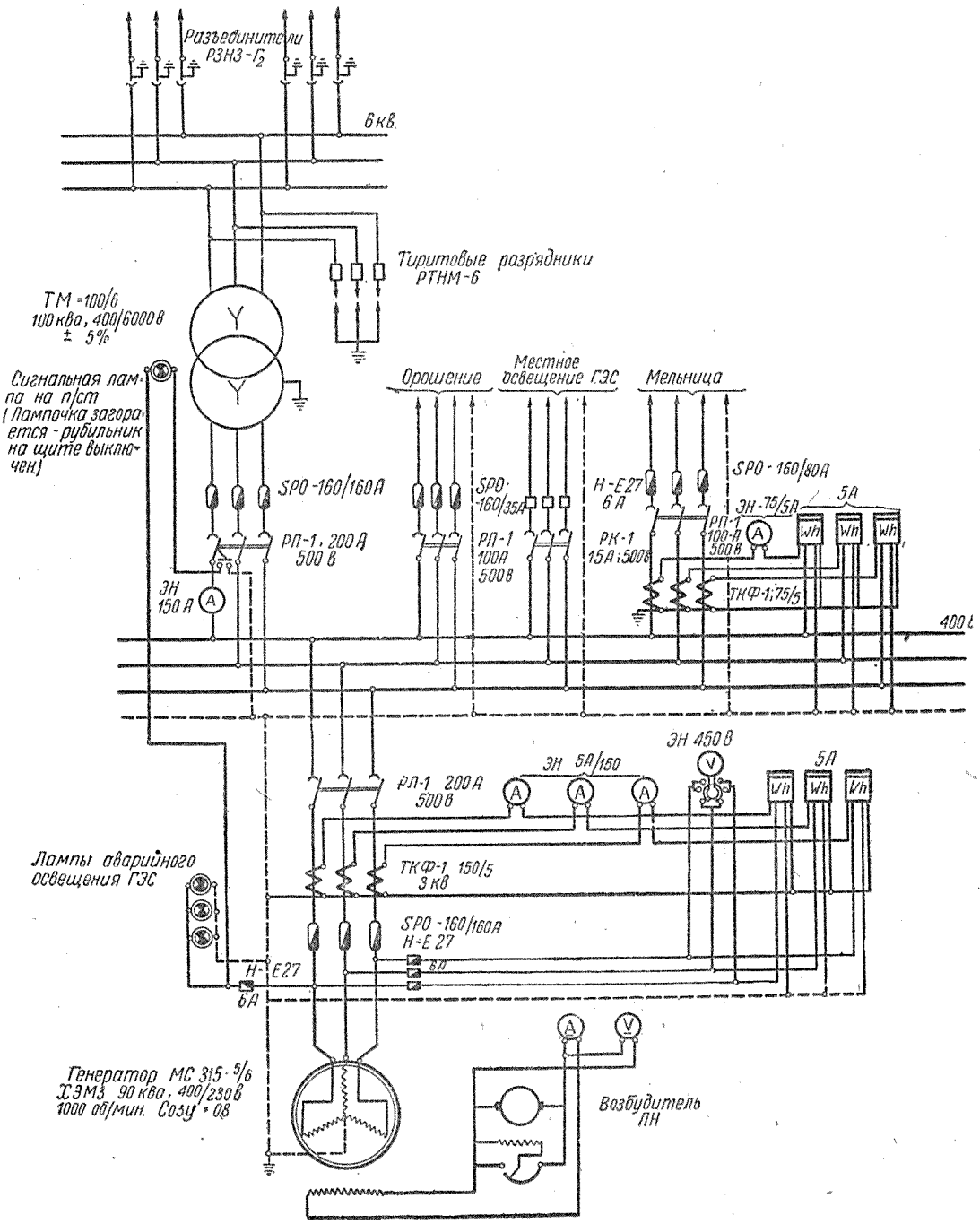


Рис. 106. Коммутационная схема ГЭС 90 ква.

На фидерах амперметры можно не ставить, так как, при необходимости проверить нагрузку одного из фидеров, остальные временно можно выключать и наблюдать за показанием основного амперметра на генераторной панели. Конечно, такие операции следует производить чрезвычайно редко, лишь в аварийных случаях или при больших длительных перегрузках генератора.

При необходимости передать часть энергии электростанции на значительные расстояния применяют высокое напряжение. Для этого при станции устанавливают повышающую трансформаторную подстанцию, обычно открытого типа (мачтовую), на деревянной конструкции. Питание трансформатора с шин щита производится отдельным фидером через рубильник и предохранитель. Следует обратить внимание на безопасность обслуживания трансоформаторной подстанции. Дело в том, что рубильник и предохранитель трансформаторного фидера находятся на щите, в здании станции, а подстанция— в некотором отдалении от здания ГЭС. При ремонте, ревизии трансформатора подстанции электромонтёр должен быть уверенным, что линия, питающая трансформатор, не находится под напряжением. Для этого на трансформаторной площадке устанавливается контрольная лампа (лампа опасности) *К*. Лампа должна гореть, когда рубильник выключен; это будет показывать, что работать на площадке трансформатора безопасно: напряжение снято. Для того чтобы лампа напрасно не горела во всех случаях отключения рубильника, у подстанции, последовательно с контрольной лампой, устанавливается выключатель. Отключающим аппаратом самого фидера является 3-полюсный разъединитель для наружной установки с заземляющими ножами. При монтаже нужно учесть, чтобы вспомогательные ножи отключённого разъединителя присоединяли линию к заземлению и одновременно замыкали все три провода накоротко. Этим достигается отвод ёмкостного тока линии в землю.

Для защиты от набегающих волн атмосферного перенапряжения, на высоковольтных шинах воздушной подстанции установлены разрядники. В качестве повышающего применяют обычный понижающий силовой трансформатор. Отходящие высоковольтные фидеры защищаются высоковольтными трубчатыми предохранителями.

На рисунке 106 дана схема коммутации одноагрегатной гидроэлектростанции мощностью в 90 ква. Эта схема имеет некоторые особенности по сравнению со схемой, приведённой на рисунке 105.

Так, например, здесь вместо автомата применён обычный рубильник с приводом, а вместо предохранителей ПР-1 применены трубчатые предохранители SPO.

Следует обратить внимание на то, что при отключении автомата в схеме 105 обесточивается также фидер собственных нужд и гаснет собственное освещение ГЭС. Во избежание этого, на схеме рассматриваемой ГЭС ответвление к лампам аварийного освещения осуществлено до рубильника и предохранителя.

Таким образом, при работающем генераторе и отключённом главном рубильнике лампы аварийного освещения электростанции будут гореть.

Вместо одного трёхфазного счётчика для 4-проводной системы, здесь применены три однофазных счётчика. В остальном схема аналогична предыдущей.

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ДВУХ ГЕНЕРАТОРОВ

Два генератора могут работать либо параллельно на общие шины, либо раздельно. Параллельная работа генераторов целесообразнее раздельной. Для того чтобы присоединить генераторы на параллельную работу, необходимо их синхронизировать.

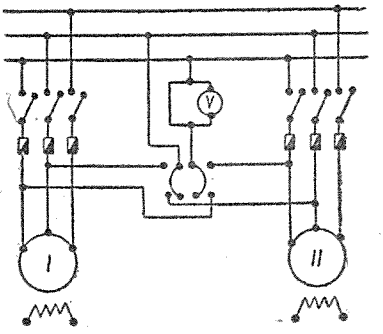


Рис. 107. Элементарная схема синхронизации.

Наиболее простая схема, доступная для сельских ГЭС,—это синхронизация при помощи нулевого вольтметра и контрольных ламп, которые включены на затухание. Схема такой синхронизации приведена на рисунке 107. При затухании ламп и нулевом показании вольтметра мы имеем все основания предполагать, что наступил синхронизм и можно включить рубильник подключаемого генератора.

До начала синхронизации необходимо убедиться в правильном чередовании фаз. Такая проверка должна быть произведена один раз после окончания монтажа или ремонта генераторов. Это делается следующим образом. Контакты рубильника соответственно замыкаются отрезками проводов (рис. 108), в которые включены лампы, рассчитанные на двойное напряжение (можно две лампы включить последовательно). Если напряжение шин и генератора совпадает, а также совпадают чередование фаз и частота, то мы будем иметь периодическое затухание и загорание ламп. Если лампы загораются или потухают неравномерно, а именно: в то время, когда одна из ламп потухает, другая загорается, то следует поменять подводящие концы от генератора к контактам рубильника. Это производится до тех пор, пока не будет достигнуто равномерное затухание и загорание ламп, после чего вспомогательные концы проводов с лампами снимают и переходят к синхронизации.

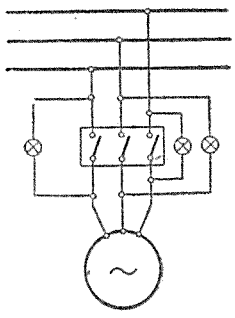


Рис. 108. Фазировка генераторов.

Полная схема коммутации двухагрегатной станции приведена на рисунке 109[1]. При системе с заземлённым нулём генераторов схема синхронизации упрощается: достаточно от каждого генератора ответвиться лишь одним проводом и получить замкнутую цепь через заземлённые нулевые точки генераторов.

Как известно, для параллельной работы требуется, чтобы степень неравномерности хода первичных двигателей, вращающих генераторы, не превышала величины 1 : 250. Если степень неравномерности больше этой величины, то наладить параллельную работу невозможно.

[1] При параллельной работе целесообразно на генераторных фидерах поставить еще один комплект разъединителей между общими шинами и трансформаторами тока. (*Ред.*).

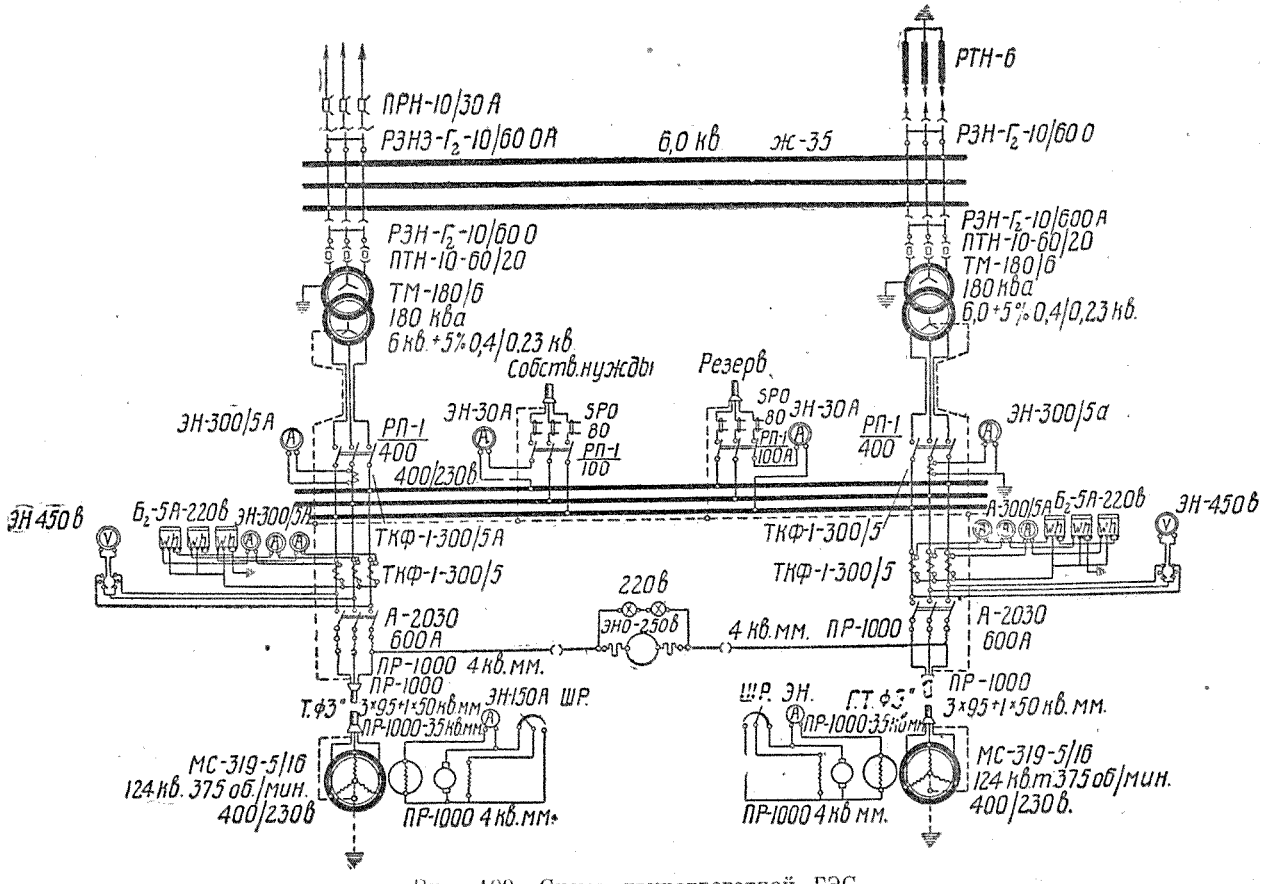


Рис. 109. Схема двухагрегатной ГЭС.

Для сглаживания неравномерности хода в теплосиловых двигателях усиливают вес и размеры маховика.

Одно из основных преимуществ гидравлических турбин, по сравнению с тепловыми двигателями внутреннего сгорания или паровыми машинами (локомбильными), состоит в том, что турбина, как машина беспоршневая, имеет при постоянной нагрузке идеальную равномерность хода, что позволяет осуществить устойчивую параллельную работу генераторов.

РАЗДЕЛЬНАЯ РАБОТА ГЕНЕРАТОРОВ

При раздельной работе генераторы работают на самостоятельные участки (секции) станционных сборных шин. Иногда между секциями устанавливают рубильник. При раздельной работе двух генераторов секционный рубильник отключается. При остановке одного генератора его отключают от сборных шин, а секционный рубильник включают, и обе секции шин питаются от одного генератора. Однако эта схема в эксплоатации чрезвычайно опасна. Дело в том, что секционный рубильник обычно по своему внешнему виду ничем не отличается от двух основных рубильников генераторов или от рубильников фидеров. По ошибке персонал вместо фидерного рубильника может включить секционный рубильник и тем вызвать очень тяжёлую аварию на электростанции. Одновременное включение на общие шины генераторов, которые предварительно не синхронизированы, влечёт неизбежную аварию с одним, а часто и с обоими генераторами. Поэтому необходимо применять такую схему, которая была бы абсолютно безопасной при любых операциях с коммутационной аппаратурой. Такая схема дана на рисунке 110. Здесь вместо генераторных рубильников применены переключатели.

Разберём различные случаи присоединения и оперирования переключателями.

Первое положение: ножи левого и правого переключателей врублены вниз. Левый генератор работает на левую секцию, правый генератор — на правую. Второе положение: левый переключатель в том же положении, а правый включён вверх. Обе секции питаются от левого генератора (правый генератор можно остановить). Третье положение: левый переключатель — вверх, правый переключатель — вниз. Обе секции питаются от правого генератора. Четвёртое положение: оба переключателя включены вверх. Левая секция питается от правого, а правая — от левого генератора. Как видно, даже ошибочное включение не вызывает аварий на электростанции.

В тех случаях, когда к электростанции присоединяется большое количество фидеров с не-

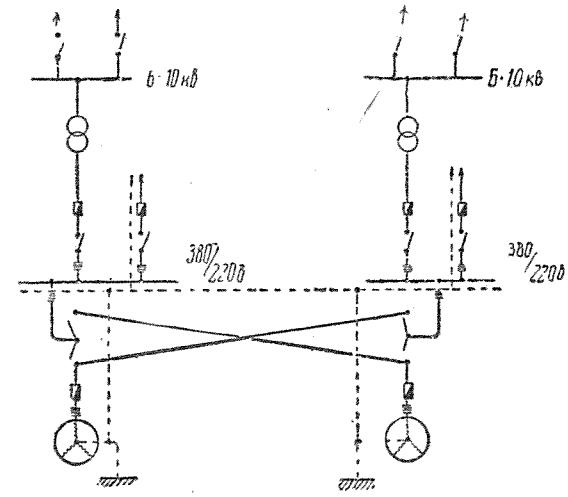


Рис. 110. Схема № 1 раздельной работы двух агрегатов.

большой нагрузкой на каждом, может быть применена схема, приведённая на рисунке 111, где вместо генераторных переключателей остаются генераторные рубильники, а все переключатели перенесены на фидеры. Как вариант схемы с раздельной работой генераторов может быть рекомендована схема, изображённая на рисунке 112. Эта схема применяется в тех случаях, когда не предусматривается установка

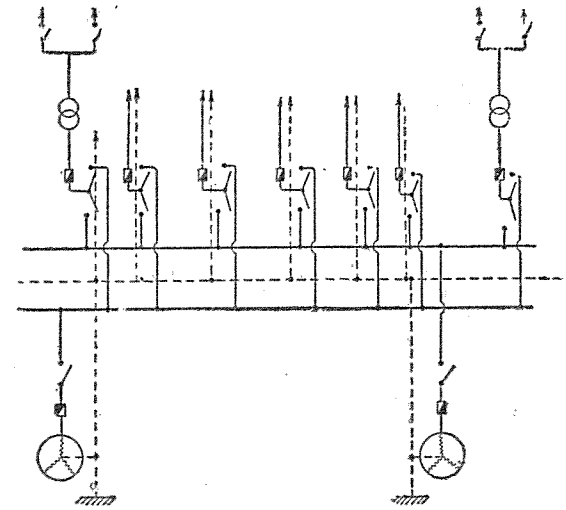


Рис. 111. Схема № 2 раздельной работы двух агрегатов.

счётчиков. Её преимущество заключается в том, что общую нагрузку работающего генератора показывает амперметр лишь этого генератора, в то время как в предыдущих схемах для суждения о нагрузке нужно суммировать показания амперметров обоих генераторов. Недостатком этой схемы является невозможность правильно учесть энергию, выработанную каждым генератором и станцией в целом. Поэтому в установке с применением счётчиков, которые включаются рядом с амперметрами, предложенная схема неприемлема. Наиболее приемлемым вариантом будет схема № 2 (см. рис. 111) но с установкой при каждом генераторе трансформаторов тока для счётчиков и амперметров до переключателя.

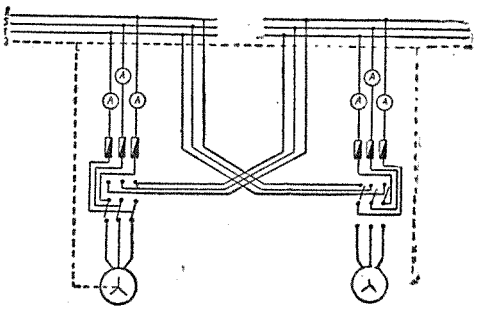


Рис. 112. Схема № 3 раздельной работы двух агрегатов.

СХЕМЫ ГЭС С ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ВЫСОКОМ НАПРЯЖЕНИИ

Межколхозные гидроэлектростанции общего пользования располагаются в наиболее удобном месте с точки зрения наивыгоднейших условий использования мощности водотока и экономичности постройки основных гидростроительных сооружений. Вся вырабатываемая такими станциями электроэнергия, за вычетом небольшого расхода на собственные нужды, передаётся в места потребления исключительно высоким напряжением (6—10 кв). Наряду с применением в этих случаях низковольтных генераторов 400/230 в с дальнейшим повышением напряжения на 6—10 кв, часто целесообразно применять генераторы высокого напряжения, работающие непосредственно на высоковольтную сеть. Такие станции обычно проектируются в виде двухагрегатных с параллельной работой генераторов на общие шины. На рисунке 113 приведена коммутационная схема ГЭС с двумя генераторами, мощностью по 500 квт каждый, при напряжении 6,3 кв и параллельной работе. Каждый генератор снабжён масляным выключателем типа ВМ-6 *1* с автоматической отключающей коробкой типа КАМ с двумя максимальными токовыми катушками и одной катушкой напряжения. Токовые катушки питаются от высоковольтных трансформаторов тока типа ТПФ *4* с двумя вторичными обмотками (для измерительных приборов и для защиты). Эти катушки воздействуют на отключающий механизм коробки КАМ в случае перегрузки генератора. Третья катушка питается от измерительного трансформатора напряжения через реле направления энергии. Это реле срабатывает в тех случаях, когда вследствие аварийного режима один из генераторов перестаёт подавать напряжение на шины и в него пойдёт ток от второго нормально работающего генератора.

Между генераторными масляными выключателями и шинами устанавливаются трёхполюсные разъединители. Шины разделены на две секции, соединённые одна с другой разъединителем *7*. На отходящих высоковольтных фидерах устанавливаются (в зависимости от мощности фидера) масляные выключатели *2* или силовые высоковольтные трубчатые предохранители *6*. В соответствии с принятыми для сельской электрификации нормами допускается отключать разъединителем нагрузочный ток, не превышающий 5 а. В нашем случае при напряжении 6 кв это соответствует мощности в 52 ква. Таким образом, на тех отходящих фидерах, где номинальная мощность не превышает 52 ква, допустимо вместо масляных выключателей применять разъединители с предохранителями. Трансформаторы тока *5* служат для питания максимальных отключающих катушек коробок КАМ и амперметров, устанавливаемых по одному на каждом фидере. Для контроля за нагрузкой и напряжением генераторов, а также для учёта вырабатываемой электроэнергии устанавливаются три амперметра *9*, один вольтметр *10* с переключателем, один амперметр, учитывающий ток в магнитной цепи генератора, и счётчики, подключаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для питания собственных нужд станции и ближайших потребителей установлен понижающий силовой трансформатор 6/0,4/0,23 кв *14*.

Для мощных сельских ГЭС часто необходимо вводить и более высокое напряжение — в 35 кв — в тех случаях, когда предусматривается электроснабжение весьма удалённых (на 20—35 км) потребителей, или же в тех случаях, когда

проектируется связь станции с энергетической системой данного района, т. е. работа сельской станции параллельно с этой системой. Для осуществления такой связи обычно приходится применять напряжение в 35 кв. На схеме пунктиром показан фидер на повышающую подстанцию 6/38,5 кв с одним силовым трансформатором *15*, трёхполюсным разъединителем *16* и силовыми предохранителями *17*. В тех случаях, когда фидер 35 кв служит для связи с мощной энергосистемой, на нём должен устанавливаться масляный выключатель.

Схема синхронизации получает питание от измерительных трансформаторов напряжения. Нулевой вольтметр *19* включается в цепь с добавочным сопротивлением в виде одной нормальной лампы 75 ватт 120 в. Параллельно вольтметру подключаются две лампы на напряжение по 120 в, работающие на затухание и контролирующие работу вольтметра. Измерительные трансформаторы напряжения *8* для питания измерительных приборов, синхронизации и защиты предусматриваются схемой в количестве двух на каждый генератор. Они соединяются

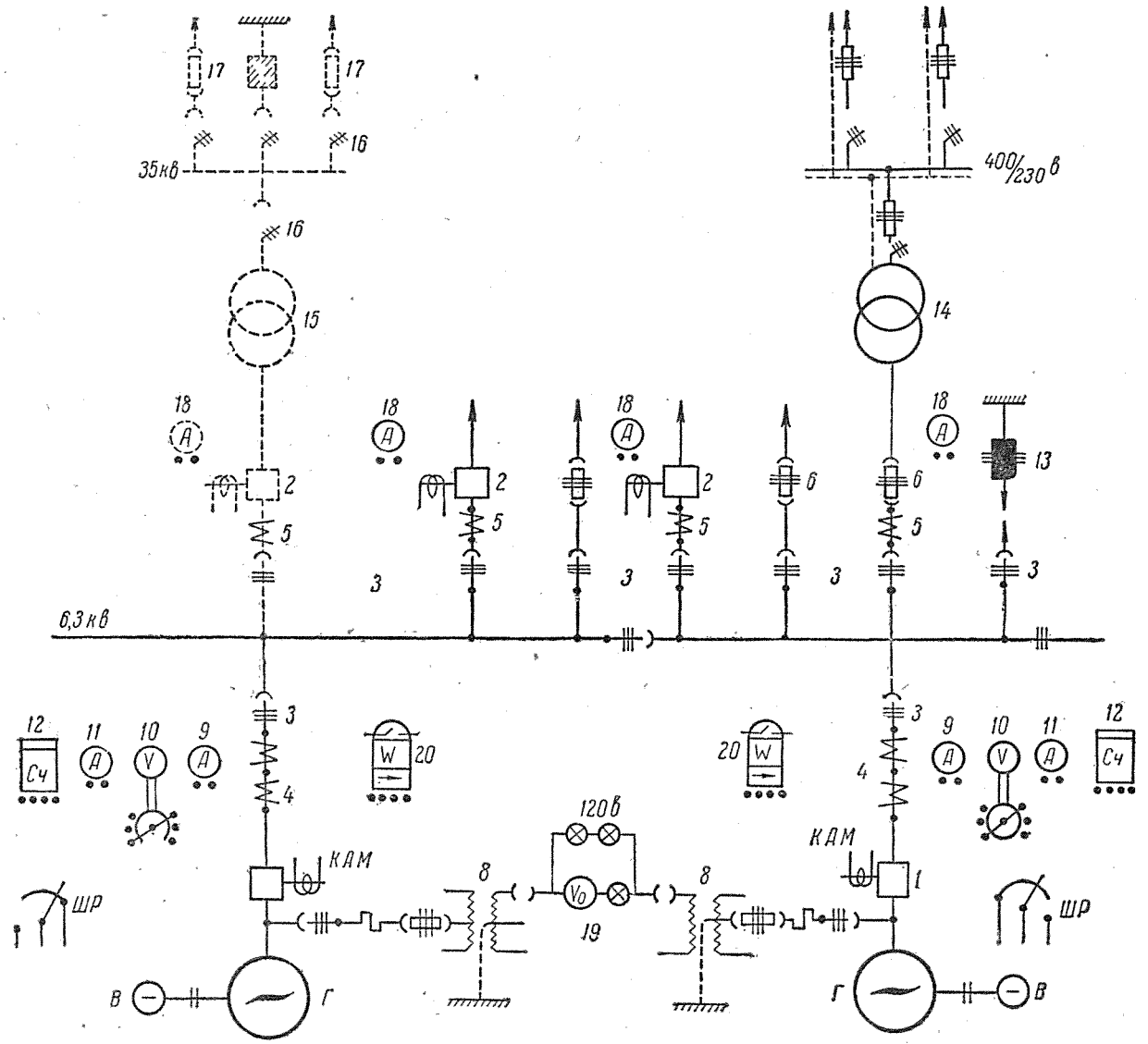


Рис. 113. Схема ГЭС с двумя генераторами высокого напряжения.

в открытый треугольник и подключаются к генераторному фидеру через разъединители, добавочное сопротивление и трубчатые предохранители. Вторичные обмотки трансформаторов напряжения и трансформаторов тока должны заземляться.

В связи с тем, что высоковольтные отходящие фидеры питаются непосредственно генераторным напряжением, должна быть предусмотрена специальная защита генераторов от атмосферных перенапряжений, возникающих в воздушных линиях. Такая защита осуществляется в соответствии со специальной инструкцией по защите сельских электроустановок от перенапряжений. В разбираемом нами случае рекомендуется в качестве грозозащитных мероприятий для ГЭС с высоковольтными генераторами и воздушными выводами применять:

1) установку на каждом воздушном фидере трёх комплектов трубчатых разрядников; один комплект на расстоянии 200 м от станции, второй — на расстоянии примерно 400 м, третий — на расстоянии 600 м от станции;

2) защиту воздушного подхода от прямых ударов молнии на расстоянии около 600 м от станции осуществляют одиночными стержневыми молниеотводами (дивертерами) или тросом;

3) установку на шинах станции (вентильных) разрядников *13* генераторного типа.

При выполнении кабельных выводов из станции, защита оборудования от атмосферных перенапряжений осуществляется следующим образом.

а) При длине кабельного вывода, равной 100 и более метров, устанавливаются два комплекта трубчатых разрядников: один у перехода кабельной линии на воздушную и другой на расстоянии 300 м от первого.

б) При длине кабельного вывода меньше 100 м устанавливается три комплекта трубчатых разрядников: один — у перехода кабельной линии на воздушную, и другие два — через промежутки в 300 м.

Для защиты силового трансформатора 6/35 кв на шинах 35 кв повышающей подстанции устанавливаются тиритовые разрядники. Кроме того, на каждой отходящей воздушной 35 кв линии предусматриваются по два комплекта трубчатых разрядников: один — у самого выхода с подстанции, а другой — на расстоянии 300 м.

Применённый в рассмотренной выше схеме масляный выключатель ВМ-6 самый малый, лёгкий и дешёвый тип многообъёмных масляных выключателей; объём масла в нём составляет всего 15 кг, что позволяет устанавливать его и не во взрывных камерах.

При отсутствии масляных выключателей типа ВМ-6 рекомендуется применять малообъёмные масляные выключатели горшкового типа для 6 кв — ВМГ-22 и для 10 кв — ВМГ-32. Эти масляные выключатели работают с автоматическим приводом типа РБА и могут устанавливаться так же, как ВМ-6, не во взрывных камерах. Масляные выключатели с автоматическим приводом нужны только для ГЭС с высоковольтными генераторами и для мощных ГЭС с повышающими трансформаторами, причём даже в этих случаях потребность в них может быть сведена к минимуму, если применять ряд более простых и дешёвых аппаратов, зарекомендовавших себя в опытной эксплоатации. К такого рода аппаратам относятся обычные разъединители, разъединители мощности, высоковольтные предохранители с кварцевым наполнением. Рассмотрим несколько схем отдельных элементов ГЭС с применением указанной упрощённой аппаратуры. На рисунке 114 приведены схемы коммутации повышающей подстанции при ГЭС мощностью от 500 квт в трёх вариантах.

Между трансформаторами и шинами высокого напряжения 6—10 кв во всех вариантах устанавливаются масляные выключатели типов ВМ-6, ВМГ-22 (32), или ВМ-16 с автоматическими отключающими коробками КАМ или РБА. На автоматические коробки воздействуют специальные упрощённые первичные реле ПР. На схеме приведены три варианта, которые отличаются один от другого аппаратурой на отходящих высоковольтных фидерах: в 1-м варианте фидеры оборудованы обычными разъединителями и предохранителями. Нагрузка каждого фидера превышает 5 а, поэтому при наличии напряжения на шинах разъединителями невозможно производить операции; необходимо предварительно снять напряжение с шин, т. е. отключить масляный выключатель. Таким образом, при необходимости временного включения или отключения одного из фидеров, все потребители ГЭС, питающиеся с шин высокого напряжения, лишаются подачи энергии. При аварийных режимах (коротком замыкании), на одном из фидеров перегорит соответствующая плавкая вставка фидерного предохранителя. Однако рассчитывать на селективное перегорание плавкой вставки не приходится, и в этих случаях всегда будет срабатывать более чувствительное первичное реле, воздействующее на общий масляный выклю-

чатель. При таком аварийном отключении масляника, у дежурного персонала нет возможности сразу определить, на каком именно фидере произошла авария или чрезмерная перегрузка. Это можно проверить лишь путём поочередного включения фидеров; при включении фидера, который находится в аварийном состоянии или в котором имеется перегрузка, главный масляный выключатель отключится. В варианте *б* (рис. 114) плавкие предохранители на фидерах не установлены, и роль защиты полностью возложена на автоматическую коробку главного масляного выключателя. В этой схеме фидеры оборудованы специальными указательными реле (блинкерами), которые после аварийного отключения масляного выключателя показывают, какой фидер служит причиной отключения главного масляника. В третьем варианте схемы на фидерах установлены, вместо обычных, специальные разъединители мощности РМ, которые допускают отключение очень больших токов нагрузки (до 200 а при 6 кв). Так как разъединители мощности не снабжаются автоматическими отключающими устройствами, последовательно с ними необходимо устанавливать плавкие предохранители.

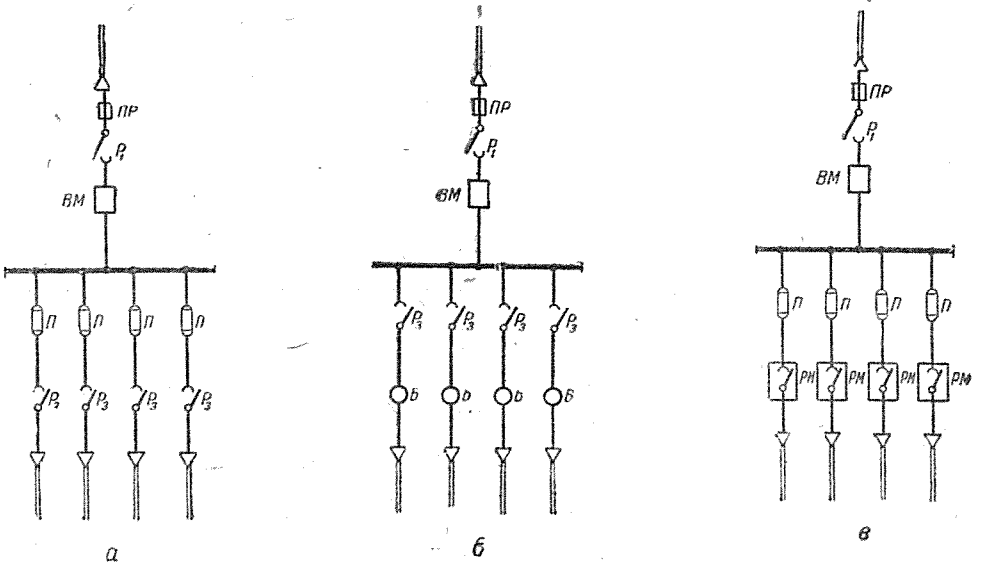


Рис. 114. Схема распредустройств высокого напряжения:
а — вариант с разъединителями и предохранителями на фидерах; *б* — вариант с разъединителями и указательными блинкерами на фидерах; *в*—вариант с разъединителями мощности на фидерах.

Здесь операции по отысканию фидера, авария на котором послужила причиной отключения масляного выключателя, значительно упрощается по сравнению со схемой *а*, так как можно при отключённых фидерах снова включить масляный выключатель и затем последовательно включать разъединителями мощности фидера под нагрузкой: при включении аварийного фидера главный масляник отключится. Указанная в разобранных схемах упрощённая специальная высоковольтная аппаратура может быть применена с успехом также на гидроэлектростанциях с высоковольтными генераторами.

ГЛАВА XIV

ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГЭС

★

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ

В основном элементе электрического устройства машинного зала ГЭС — генераторе — механическая энергия вала турбины превращается в электрическую.

Генератор постоянного тока, или динамомашина, состоит из неподвижного магнитного индуктора и вращающегося якоря. Проводники якоря пересекают магнитное поле, создаваемое индуктором, и в них создаётся электродвижущая сила. Направление электродвижущей силы в каждом проводнике якоря меняется вследствие того, что эти проводники проходят последовательно под полюсами электромагнитов индуктора разной полярности. Чтобы получить электродвижущую силу постоянного направления (постоянный ток), якорь динамомашины снабжается коллектором, состоящим из медных пластин, изолированных друг от друга. Каждая пластина соединена с соответствующей секцией якоря. По цилиндрической поверхности коллектора скользят две группы токосъёмных щёток. Щётки установлены таким образом, что каждая из них имеет определённую полярность (плюс или минус). Энергия к станционному щиту отводится от щёток. Обмотки электромагнитов индуктора питаются постоянным током, который обычно берётся от тех же щёток якоря.

Основное различие генератора переменного тока от генератора постоянного тока заключается в отсутствии в его главной цепи коллектора. Ток может сниматься при вращающемся якоре со щёток, которые прилегают не к коллектору, а к вращающимся кольцам, соединённым с началом и концом обмотки якоря.

Генераторы переменного тока большей частью конструируются и выпускаются заводами в виде машин с неподвижным якорем и вращающимся индуктором. Ток (переменный) снимается с неподвижной обмотки и контактов. Питание постоянным током электромагнитов индуктора (возбуждение) подводится через вращающиеся кольца, соединённые с обмоткой возбуждения магнитов. Источником постоянного тока является небольшая динамомашина, которая называется возбудителем. Возбудитель обычно насаживается на вал генератора и приводится во вращение тем же первичным двигателем.

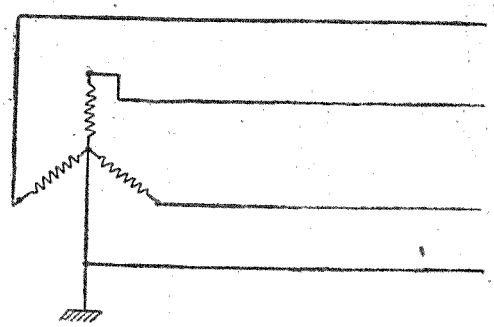


Рис. 115. Соединение звездой.

Трёхфазный генератор имеет на якоре три самостоятельные группы обмоток, начала и концы которых взаимно сдвинуты на 120 электрических градусов. Шесть концов трёх групп обмоток якоря соединяются между собой так, что для отвода энергии во внешнюю цепь достаточно трёх или четырёх зажимов.

Соединение звездой (рис. 115) осуществляется таким образом, что три конца обмоток замыкаются в общей нулевой точке, а три начала присоединяются к внешним зажимам генератора. Если подвести к четвёртому внешнему за-

жиму и нулевую точку, то получается трёхфазная система с нулевым проводом (см. пунктир рис. 115).

При соединении «звезда с нулём» напряжение между двумя фазными проводами в 1,73 раза больше, чем между фазным проводом и нулевым.

Соединение треугольником осуществляется следующим образом (рис. 116). Конец первой обмотки соединяется с началом второй, конец

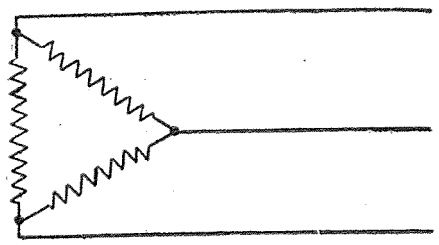


Рис. 116. Соединение треугольником.

второй — с началом третьей, конец третьей — с началом первой. Подводка к внешним зажимам производится от точек соединений указанных выше начал и концов фазных обмоток.

Частота переменного тока зависит от числа полюсов и числа оборотов машины и определяется по формуле:

$$f=\frac{pn}{60}, \qquad (128)$$

где f — частота переменного тока в герцах;
n — число оборотов генератора в минуту;
p — число пар полюсов.

При стандартной частоте в 50 герц зависимость между числом пар полюсов и числом оборотов машины выражается так:

$$pn=3000;\ p=\frac{3000}{n};\quad n=\frac{3000}{p}.$$

Мощность P трёхфазного тока в ваттах определяется по формуле:

$$P=1{,}73UI\cos\varphi, \qquad (128а)$$

где U — линейное напряжение в в;
I — ток в а;
$\cos\varphi$ — коэфициент мощности.

Самым распространённым типом генератора (по напряжению) для сельскохозяйственных ГЭС является генератор 400/230 в с возбудителем постоянного тока и шунтовым реостатом для регулирования напряжения.

Генераторы применяются синхронные, трёхфазного тока, частотой 50 герц. Весьма распространены на сельских ГЭС синхронные генераторы типа СГ от 15 до 60 ква (рис. 117). В таблице 68 приведены технические данные, а в таблице 69 габаритные размеры этих генераторов. Генераторы выполнены для числа оборотов 1 000 в минуту. Номинальный коэфициент мощности равен 0,8.

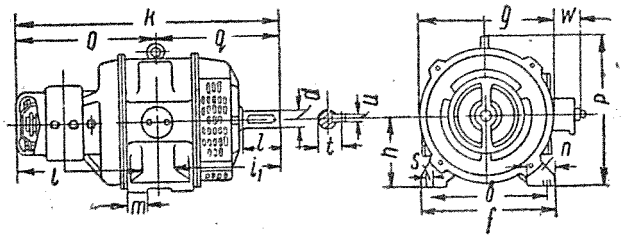


Рис. 117. Эскиз генератора СГ завода им. Калинина.

Привод генераторов от гидротурбин может быть осуществлён при помощи ремённой передачи или же путём непосредственного соединения.

Таблица 68

Технические данные генераторов серии СГ

Показатели	СГ-15/6	СГ-25/6	СГ-35/6	СГ-45/6	СГ-60/6
Мощность (ква) . .	15	25	35	45	60
Мощность при косинусе фи 0,8 (квт) .	12	20	28	36	48
Ток статора при напряжении 230 в (а)	37,5	63,0	88	113	150,5
Ток статора при напряжении 400 в (а)	21,7	36	50,5	65	87
К.п.д. при полной нагрузке и косинусе фи 1 (в %) . . .	87,1	89,9	90,7	91,5	92,5
К.п.д. при полной нагрузке и косинусе фи 0,8 (в %) . .	83,1	86,5	87,7	88,4	89,9
Данные возбуждения:					
Мощность (квт) . .	0,4	0,55	0,73	0,91	0,99
Напряжение (в) . .	22	30	32	39	45
Ток (а)	18	18	23	23	22
Маховой момент (кгм²) приблизительно	3,2	4,2	9,1	10,8	14,3
Чистый вес генератора с возбудителем (кг)	283	345	453	495	582

Непосредственное соединение осуществляется эластичной муфтой типа ЭМ. Генераторы рассчитаны на повышение числа оборотов при разносе турбины до 1 800 в минуту, т. е. с коэфициентом 1,8. Формы исполнения генераторов — открытого типа, с возбудителем, монтированным

Таблица 69

Габаритные размеры (мм) генераторов серии СГ

Размеры (по рис. 117)	Генератор СГ-15/6	СГ-25/6	СГ-35/6	СГ-45/6	СГ-60/6
b	410	410	500	500	500
d	60	60	75	75	75
f	490	490	600	600	600
g	490	490	550	550	550
h	250	250	280	280	280
i	349	349	390	390	390
k	942	1 012	1 079	1 119	1 199
o	518	553	619	639	679
p	543	543	620	620	620
q	424	459	460	480	520
w	43	43	44	44	44

Таблица 70

Шкивы и муфты для генераторов серии СГ

Тип генератора	Шкивы: Размеры (мм) Диаметр	Ширина	Вес (кг)	Эластичные муфты: Тип	Вес (кг)
СГ-15/6	250	150	15	ЭМ-25	30
СГ-25/6	250	150	15	ЭМ-25	30
СГ-35/6	360	250	35	ЭМ-28	48
СГ-45/6	360	250	35	ЭМ-28	48
СГ-60/6	360	250	35	ЭМ-28	48

на одном валу с генератором. Магнитная система вращающаяся.

Генератор предназначен для работы в сухих закрытых помещениях при температуре окружающей среды не выше 35°. Работа указанных генераторов в сырых и насыщенных парами помещениях не рекомендуется. Регулировка напряжения производится шунтовым регулятором. Плавность регулировки достигается наличием большого количества ступеней регулирования. Генераторы выполнены на шариковых и роликовых подшипниках. Разборка генератора выполняется таким образом, что стягивание насаженного на выступающий конец вала возбудителя не является необходимым, так как весь возбудитель полностью проходит через генератор, оставаясь сочленённым с валом и подшипниковым щитом генератора.

При соединении генератора с гидротурбиной максимальный диаметр шкива на генераторе не должен быть больше 360 мм. Для всех остальных случаев соединения генераторов с первичным двигателем шкив на генераторе не должен быть больше 560 мм. В таблице 70 приведены основные размеры и вес нормальных шкивов, эластичных муфт генераторов этой серии.

Таблица 71

Параметры синхронных машин 50 герц на 1 000 об/мин. (2p=6) серии С

Габарит	Напряжение	Генератор: Мощность (ква)	К. п. д. (в %)	Вес (кг)	Возбудитель: Мощность (квт)	Напряжение (в)	Вес (кг)
11	*H*	80	90,2	950	3,1	25	110
	H	100	90,7	1 050	3,1	25	110
	H	120	91,2	1 250	4,3	25	135
12	*H*	155	91,7	1 380	4,3	25	135
	C	140	91,0	1 380	4,3	25	135
	H	185	92,1	1 500	4,3	25	135
	C	165	91,3	1 510	4,3	25	135
	H	215	92,5	1 650	4,3	25	135
	C	190	91,6	1 650	4,3	25	135
13	*H*	260	93,0	1 960	6.0	35	190
	C	250	92,3	1 960	6,0	35	190
	H	300	93,4	2 130	6,0	35	190
	C	290	92,7	2 130	6,0	35	190
	H	340	93,6	2 260	6,0	35	190
	C	325	93,0	2 260	6,0	35	190
14	*C*	380	93,4	2 550	8,8	35	217
	B	330	92,4	2 550	8,8	35	217
	C	440	93,7	2 800	8,8	35	217
	B	380	92,6	2 800	8,8	35	217
	C	490	94,0	3 070	8,8	35	217
	B	430	93,0	3 070	8,8	35	217
15	*C*	570	94,2	3 400	11,6	50	290
	B	530	93,5	3 400	11,6	50	290
	C	660	94,4	3 700	11,6	50	290
	B	620	93,8	3 700	11,6	50	290
	C	750	94,5	4 200	11,6	50	290
	B	700	94,1	4 200	11,6	50	290
	C	920	94,7	4 650	11,6	50	290
	B	850	94,4	4 650	11,6	50	290

Завод «Электросила» выпускает генераторы трёхфазного тока серии С. В таблицах 71, 72, 73, 74 и 75 приведены технические данные синхронных генераторов. Машины изготовляются напряжением от 230 до 6 300 в. Для сокращения объёма таблиц, в них применены условные обозначения величин напряжения: буквой *H* указано низкое напряжение; буквой *C* — среднее; буквой *B* — высокое. Под низким напряжением генераторов подразумевается напряжение в 230, 400 и 525 в; под средним — в 3 150; под высоким — в 6 300 в.

Таблица 72

Параметры синхронных машин 50 герц на 750 об/мин. (2p=8) серии С

Габарит	Напряжение	Генератор			Возбудитель		
		Мощность (ква)	К. п. д. (в %)	Вес (кг)	Мощность (квт)	Напряжение (в)	Вес (кг)
11	*Н*	65	89,0	950	3,0	25	135
	Н	85	90,0	1 050	3,0	25	135
	Н	105	90,5	1 120	3,0	25	131
12	*Н*	125	90,8	1 380	4,4	35	190
	С	110	90,3	1 380	4,4	35	190
	Н	150	91,5	1 500	4,4	35	190
	С	130	90,5	1 510	4,4	35	190
	Н	175	91,9	1 650	4,4	35	190
	С	150	91,0	1 650	4,4	35	190
13	*Н*	205	92,4	1 960	6,2	35	217
	С	190	91,6	1 960	6,2	35	217
	Н	240	92,8	2 130	6,2	35	217
	С	220	92,0	2 130	6,2	35	217
	Н	270	93,0	2 260	6,2	35	217
	С	250	92,3	2 260	6,2	35	217
14	*Н*	320	93,3	2 550	8,2	50	290
	С	300	92,7	2 550	8,2	50	290
	Н	370	93,5	2 800	8,2	50	290
	С	350	93,1	2 800	8,2	50	290
	В	280	91,8	2 800	8,2	50	290
	Н	410	93,7	3 070	8,2	50	290
	С	390	93,3	3 070	8,2	50	290
	В	320	92,1	3 070	8,2	50	290
15	*С*	480	93,6	3 400	8,2	50	290
	В	430	92,7	3 400	8,2	50	290
	С	550	93,8	3 700	11,0	50	350
	В	500	92,9	3 700	11,0	50	350
	С	630	94,0	4 200	11,0	50	350
	В	570	93,2	4 200	11,0	50	350
	С	770	94,2	4 650	11,0	50	350
	В	700	93,5	4 650	11,0	50	350

Генераторы серии С применяются как для непосредственного соединения с первичным двигателем, так и для привода путём ремённой передачи. При ремённой передаче предусмотрены две формы исполнения генератора: 1) форма Щ-2, при которой шкив насаживается на свободный конец вала генератора без выносного подшипника, и 2) форма ЩС-2 с выносным подшипником. По первой форме для наиболее распространённых чисел оборотов в минуту — 750 и 1 000—изготовляются генераторы только 11-го габарита, мощностью от 65 до 120 ква. Установочные чертежи этих генераторов приведены на рисунке 118. По форме ЩС-2 (рис. 119) могут быть изготовлены: при 1 000 об/мин. генераторы 11-го и 12-го габаритов, а при 750 об/мин. генераторы 11-го, 12-го и 13-го габаритов. Генераторы больших габаритов при указанных числах оборотов с ремённым приводом не изготовляются и могут быть применимы только для непосредственного соединения с первичным двигателем.

Таблица 73

Параметры синхронных машин 50 герц на 600 об/мин. (2p=10) серии С

Габарит	Напряжение	Генератор			Возбудитель		
		Мощность (ква)	К. п. д. (в %)	Вес (кг)	Мощность (квт)	Напряжение (в)	Вес (кг)
11	*Н*	55	87,5	950	3,3	35	190
	Н	70	88,5	1 050	3,3	35	190
12	*Н*	80	90,1	1 270	3,3	35	190
	Н	105	90,3	1 380	4,5	35	217
	Н	125	90,7	1 500	4,5	35	217
	С	110	90,0	1 510	4,5	35	217
13	*Н*	145	91,1	1 800	4,5	35	217
	С	130	90,3	1 800	4,5	35	217
	Н	170	91,4	1 960	5,6	35	290
	С	155	90,6	1 960	5,6	35	290
	Н	195	91,7	2 130	5,6	35	290
	С	180	91,0	2 130	5,6	35	290
14	*Н*	220	91,9	2 350	8,0	50	350
	С	210	91,2	2 350	8,0	50	350
	Н	260	92,3	2 550	8,0	50	350
	С	250	91,6	2 550	8,0	50	350
	Н	300	92,6	2 800	8,0	50	350
	С	290	92,0	2 800	8,0	50	350
15	*С*	390	92,7	3 400	12,5	50	450
	В	325	91,6	3 400	12,5	50	450
	С	450	93,0	3 700	12,5	50	450
	В	375	91,9	3 700	12,5	50	450
	С	510	93,5	4 200	12,5	50	450
	В	425	92,5	4 200	12,5	50	450

В таблицах 76 и 77 приведены габаритные размеры указанных генераторов.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

При сооружении сельских ГЭС наибольшее распространение получили и получают вертикальные гидротурбины, устанавливаемые в открытой камере. При таких турбинах почти для всех распространённых в практике небольших напорах значительно облегчается конструкция здания станции и сокращаются его строительные размеры. Это объясняется тем, что при вертикальных турбинах гораздо проще, чем при горизонтальных, разрешается задача передачи мощности из турбинной камеры в генераторное помещение. Эта передача мощности

Таблица 74

Параметры синхронных машин 50 герц на 500 об/мин. (2p=12) серии С

Габарит	Напряжение	Генератор			Возбудитель		
		Мощность (ква)	К. п. д. (в %)	Вес (кг)	Мощность (квт)	Напряжение (в)	Вес (кг)
13	*Н*	100	89,5	1 620	3,5	35	217
	Н	120	90,1	1 800	4,6	35	290
	С	100	89,0	1 800	4,6	35	290
	Н	140	90,5	1 960	4,6	35	290
	С	125	89,4	1 960	4,6	35	290
14	*Н*	180	91,1	2 350	6,2	65	350
	С	170	90,2	2 350	6,2	65	350
	Н	215	91,4	2 550	10,5	65	450
	С	205	90,7	2 550	10,5	65	450
	Н	245	91,9	2 800	10,5	65	450
	С	235	91,5	2 800	10,5	65	450
15	*Н*	280	92,4	3 000	10,5	65	450
	С	260	91,6	3 000	10,5	65	450
	Н	330	92,8	3 400	10,5	65	450
	С	310	92,0	3 400	10,5	65	450
	Н	390	93,0	3 700	10,5	65	450
	С	360	92,4	3 700	10,5	65	450
	В	320	91,2	3 700	10,5	65	450

Таблица 75

Параметры синхронных машин 50 герц на 375 об/мин. (2p=16) серии С

Габарит	Напряжение	Генератор			Возбудитель		
		Мощность (ква)	К. п. д. (в %)	Вес (кг)	Мощность (квт)	Напряжение (в)	Вес (кг)
14	*Н*	100	88,6	2 230	7,5	65	450
	Н	125	89,3	2 350	7,5	65	450
	С	110	88,5	2 350	7,5	65	450
	Н	145	89,8	2 550	7,5	65	450
	С	130	89,1	2 550	7,5	65	450
15	*Н*	200	90,6	3 000	10,5	65	550
	С	190	90,0	3 000	10,5	65	550
	Н	240	91,3	3 400	10,5	65	550
	С	230	90,5	3 400	10,5	65	550

осуществляется самим рабочим валом вертикальной гидротурбины, причём проход вала через междуэтажное перекрытие не требует никаких специальных уплотнений. При применении горизонтальных турбин необходимо пропускать вал через стенку водяной камеры в специально сооружаемое сухое помещение и далее передавать мощность в генераторное помещение при помощи наклонной ремённой передачи. Проход вала через стенку камеры требует специальных сложных уплотнений. Таким образом, очевидно всё преимущество в этом отношении вертикальных гидротурбин. Однако при этом возникает задача: каким образом в генераторном помещении передать мощность от вертикального вала турбины на горизонтальный вал обычного электрического генератора? При небольших мощностях на практике в этом случае применяют полуперекрёстную ремённую передачу. Это является технически и экономически нецелесообразным, так как перегибаемые в разных направлениях ремни истираются, быстро изнашиваются и часто соскакивают со шкивов. Применение специальных конических редукторов также не является целесообразным разрешением, ввиду того что при эксплоатации редукторов возникает целый ряд дополнительных затруднений (износ зубьев, смена шестерён, масляные ванны, устройство устойчивого основания, что затруднительно при деревянных конструкциях зданий ГЭС, и т. д.). Коренным решением вопроса о строительстве наиболее рациональных типов сельских ГЭС является широкое внедрение вертикальных генераторов.

В соответствии с техническими условиями Всесоюзного института гидромашиностроения (ВИГМ), согласованными с Главсельэлектро, электропромышленность осваивает массовый выпуск вертикальных генераторов для малых ГЭС со следующими основными параметрами.

1. Гидрогенераторы изготовляются в виде синхронных трёхфазных машин напряжением в 400/230 в, с выведенной нейтралью и с вертикальным расположением вала.

2. Генераторы предназначаются как для непосредственного соединения с валом вертикальной гидротурбины, так и для привода клиновидными ремнями (тексроп).

3. Необходимое число оборотов и мощности генераторов:

Число оборотов в минуту	Мощность (в ква) от до
1 000	15—25
750	25—50
600	30—70

Наибольшее распространение получат генераторы с числом оборотов 750 в минуту при мощностях 25, 40, 65, 100 ква, так как они наилучшим способом сочетаются с намеченными к

Таблица 76

Габаритные размеры генераторов типа С, 750—1 000 об/мин. Форма исполнения Щ-2

Габариты	Мощность (ква)	Число оборотов	Размеры (мм) по рис. 118								
			a	*b*	*c*	*d*	*e*	*f*	*g*	*D*	*B*
11	80	1 000	540	620	985	1 540	885	859	580	450	350
11	100	1 000	590	620	985	1 590	910	859	580	500	350
11	120	1 000	640	620	985	1 715	1 010	859	580	630	350
11	65	750	490	620	985	1 515	885	859	580	450	350
11	85	750	540	620	985	1 565	910	859	580	500	350
11	105	750	590	620	985	1 615	935	859	580	630	350

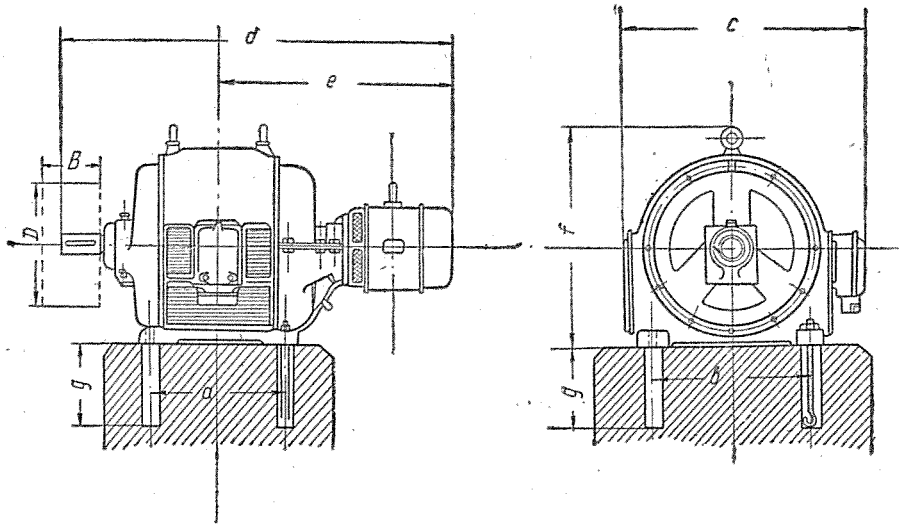


Рис. 118. Синхронные трёхфазные генераторы завода «Электросила» типа С, 750—1 000 об/мин. Форма исполнения Щ-2 (размеры см. табл. 76).

Таблица 77

Габаритные размеры генераторов типа С, 750—1 000 об/мин. Форма исполнения ЩС-2

Габарит	Мощность (ква)	Число оборотов	Размеры (мм) по рис. 119										
			a	*b*	*c*	*d*	*e*	*f*	*g*	*k*	*l*	*D*	*B*
11	80	1 000	1 455	985	560	1 952	885	1 044	325	1 150	800	360	450
11	100	1 000	1 455	985	560	2 002	910	1 044	325	1 150	800	400	450
11	120	1 000	1 600	985	560	2 147	1 010	1 044	325	1 150	800	500	450
12	155/140	1 000	1 541	1 095	650	2 223	1 080	1 189	370	1 400	1 000	560	450
12	185/165	1 000	1 641	1 095	650	2 273	1 105	1 189	370	1 400	1 000	630	450
12	215/190	1 000	1 791	1 095	650	2 388	1 130	1 189	370	1 400	1 000	710	500
11	65	750	1 455	985	560	1 997	885	1 044	325	1 150	800	360	450
11	85	750	1 455	985	560	1 917	910	1 044	325	1 150	800	400	450
11	105	750	1 455	985	560	2 027	935	1 044	325	1 150	800	500	450
12	125/110	750	1 541	1 095	650	2 168	1 000	1 189	370	1 400	1 000	560	450
12	150/130	750	1 541	1 095	650	2 228	1 085	1 189	370	1 400	1 000	630	450
12	175/150	750	1 641	1 095	650	2 343	1 110	1 189	370	1 400	1 000	710	500
13	205/190	750	1 745	1 205	725	2 442	1 185	1 340	370	1 400	1 000	710	500
13	240/220	750	1 745	1 205	725	2 492	1 210	1 340	370	1 400	1 000	710	500
13	270/250	750	1 895	1 205	725	2 692	1 260	1 340	370	1 400	1 000	710	600

производству стандартными вертикальными гидротурбинами.

4. Значение угонных оборотов турбин в редких случаях и при самых неблагоприятных условиях может превышать нормальные обороты в 2½ раза. Вращающиеся части генератора должны быть рассчитаны на указанные обороты.

5. Корпус генератора снабжается двумя лапами для крепления к постаменту, на случай непосредственного соединения с валом турбины, или к салазкам, на случай привода клиновыми ремнями. Размеры опорных лап предполагается максимально унифицировать в целях уменьшения разновидностей постаментов.

6. Размеры опорных лап и выступающего вниз конца вала генератора проектируются с возможностью размещения, сборки и разборки тексропного шкива или упругой муфты.

На рисунке 120 приведён эскиз установки вертикального генератора на вал быстроходной пропеллерной гидротурбины; может быть также осуществлена установка турбины с тексропным приводом вертикального генератора (см. рис. 92). Указанные установки разработаны ВИГМом в качестве задания промышленности на изготовление вертикальных генераторов.

Заводы Министерства электропромышленности СССР выпускают более мощные вертикальные генераторы, предназначенные для непосредственного соединения с гидротурбинами. В числе таких генераторов имеются машины мощностью, начиная с 300 квт, предназначенные для сельских гидроэлектростанций.

На рисунке 120 а показан общий вид гидрогенератора типа ВГС 325/20-46, изготовляемые заводами. Мощность генератора 375 ква, что, при коэфициенте мощности 0,8, даёт 300 квт.

Число оборотов в минуту 130,5, с расчётом на угонное число оборотов, превышающее нормальное более чем в 2 раза, а именно на 275 оборотов в минуту. Номинальное напряжение генератора 6300 в, однако завод изготовляет аналогичные генераторы и на низкое напряжение

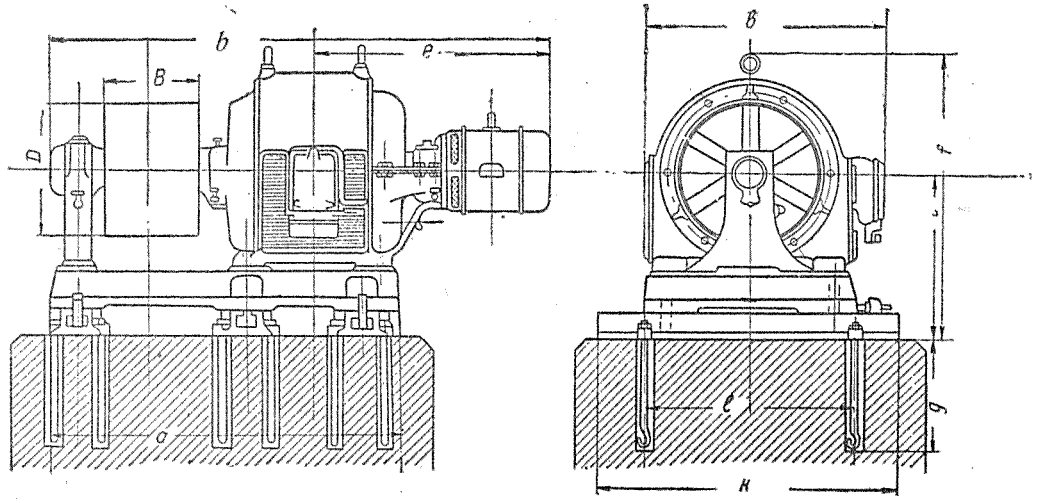


Рис. 119. Синхронные трёхфазные генераторы завода «Электросила» типа С, 750—1 000 об/мин. Форма исполнения ЩС-2 (размеры см. табл. 77).

в 400/230 в, с выведенной нейтралью. Маховой момент генератора 28 тм²; общий вес генератора с возбудителем 18,7 т; максимальный вес для монтажа и транспорта наиболее тяжёлой детали (статор) составляет 5,1 т. Возбудитель принят стандартного типа, серии ПН-400, быстроходный, на 975 об/мин., мощностью в 28,5 квт, напряжением в 100 в. Возбудитель приводится во вращение от вала генератора тексропной передачей.

ГЕНЕРАТОРЫ С ТВЁРДЫМИ СЕЛЕНОВЫМИ ВЫПРЯМИТЕЛЯМИ

Инженером Юдицким (ВЭИ) сконструирован самовозбуждающийся синхронный генератор, в котором обмотка возбуждения питается от главной якорной цепи через твёрдый селеновый выпрямитель. Наличие твёрдых выпрямителей даёт возможность легче осуществить автоматическую регулировку напряжения генератора, что имеет большое значение для эксплоатации

малых ГЭС с присоединёнными к ним относительно мощными короткозамкнутыми электродвигателями. Опытные образцы генераторов с селеновыми выпрямителями были построены на заводе «Ревтруд» на базе приспособления и реконструкции выпускаемых этим заводом нормальных генераторов с вращающимся возбудителем. На рисунке 121 приведены продольный и поперечный разрезы самовозбуждающегося генератора мощностью 15 ква на напряжение в 230 в с выведенным нулём. Генератор предназначен для установки на передвижной автомобильной станции. На полюсах индуктора применены специальные магнитные прокладки, которые усиливают остаточный магнетизм для самовозбуждения генератора. Селеновый выпрямитель собран в виде трёх столбиков. Каждый столбик состоит из двух групп по 22 последовательно соединённых элемента в каждом.

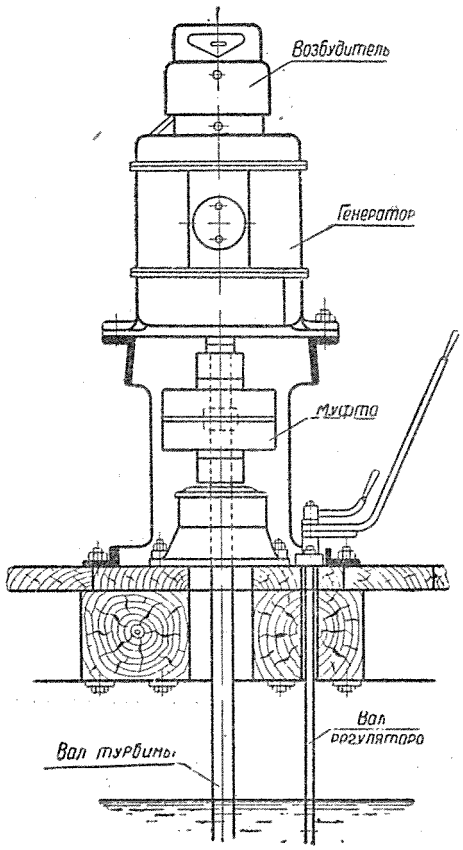


Рис. 120. Эскиз установки быстроходной пропеллерной гидротурбины с прямым соединением с вертикальным генератором.

Диаметр столбика равен 45 мм, вес всех трёх столбиков, т. е. всего выпрямителя, составляет 1,2 кг. Выпрямитель должен быть предохранён от перегрева. С этой целью его располагают в особом корпусе K, являющемся продолжением подшипникового щита генератора. Струя воздуха, засасываемого вентилятором, интенсивно обтекает выпрямитель. Воздух засасывается вентилятором через люки над селеновым выпрямителем и над контактными кольцами и выбрасывается через нижний люк. Автоматическое регулирование напряжения осуществляется посредством вольтодобавочного сериесного трансформатора. На рисунке 122 даны схемы возбуждения синхронного генератора с автоматическим регулированием напряжения при соединении выпрямителей по схеме с нулевым выводом и по схеме Греца. Первичная обмотка сериесного трансформатора включается в рассечку главной цепи генератора. Начала вторичной обмотки присоединяют к соответствующим фазным проводам или зажимам генератора; концы этих обмоток присоединяются к выпрямителю. При холостом ходе или ничтожной нагрузке генератора вторичная обмотка служит дросселём, который понижает подводимое к селеновым выпрямителям напряжение и тем самым понижает напряжение генератора. С возрастанием нагрузки постепенно понижается падение напряжения во вторичной обмотке сериес-трансформатора и затем в ней начинает наводиться добавочное напряжение, которое повышает напряжение, подводимое к выпрямителю, и повышает напряжение генератора. Необходимо учесть, что в момент запуска генератора, когда используется остаточный магнетизм прокладок и остаточное напряжение не велико, следует закоротить на 1—2 секунды одну из вторичных обмоток сериес-трансформатора. Такое закорачивание достигается нажатием кнопки, установленной для этой цели на щите ГЭС. На рисунке 123 показана схема коммутации малой электростанции конструкции ВЭИ «Ревтруд».

Московский электромеханический завод Главсельэлектро выпускает вертикальные генераторы типа ВСГС 50/8 с возбуждением от селеновых выпрямителей, рассчитанные на сопряжение с вертикальными гидротурбинами через текстропную передачу, а в случае совпадения оборотов, и на непосредственное соединение с быстроходными гидротурбинами.

Генераторы изготовляются комплектно с вольтодобавочными сериесными трансформаторами — стабилизаторами напряжения и распределц-

тельными щитами. Мощность его 50 ква при коэфициенте мощности 0,8, напряжение 400/230 в с выведенной нулевой точкой.

Коэфициент полезного действия (с учётом возбуждения и стабилизации напряжения) составляет 87%. Напряжение возбуждения — 40 в, сила тока возбуждения при номинальной нагрузке — 42 а. Полный вес генератора с селеновыми выпрямителями и шкивом составляет 900 кг.

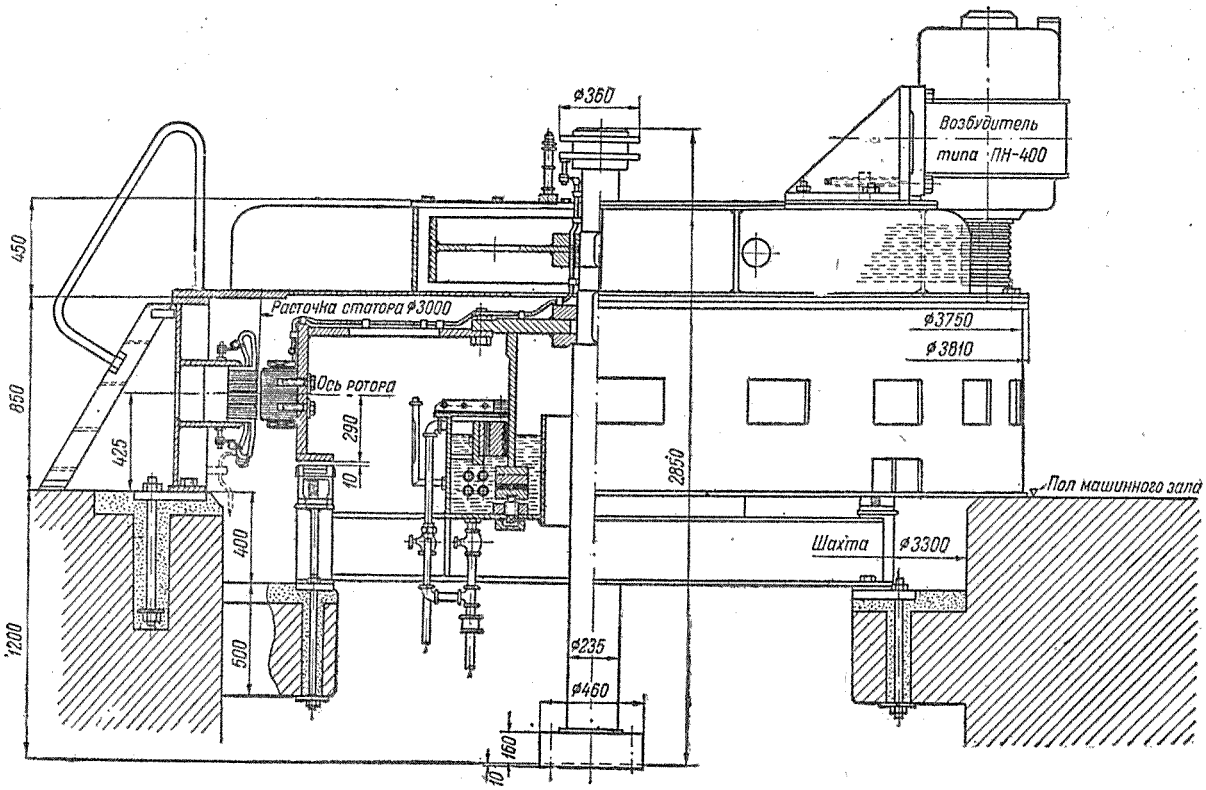


Рис. 120а. Вертикальный генератор типа ВГС 325/20-46 мощностью 300 квт, 130,5 об/мин.

АСИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

Вопрос о применении асинхронных, в том числе и широко распространённых короткозамкнутых электродвигателей в качестве генераторов детально изучен электролабораторией Всесоюзного института механизации и электрификации сельского хозяйства (ВИМЭ) и разрешён на ряде установок в практических условиях.

У любого асинхронного мотора, приведённого во вращение от какого-либо первичного двигателя, при достижении синхронного числа оборотов на зажимах статора появится небольшое напряжение (от остаточного магнетизма) с частотою в 50 гц. Если к зажимам статора приключить трёхфазный статический конденсатор, как показано на рисунке 124, то через конденсатор будет проходить ток, являющийся для генератора намагничивающим током. Напряжение на зажимах асинхронного генератора будет постепенно возрастать, пока не достигнет предела, зависящего от характеристики машины и величины ёмкости конденсаторов. Ёмкость необходимо подбирать такой величины, чтобы номинальное напряжение и активная мощность асинхронного генератора равнялись соответственно напряжению и мощности при работе его в качестве электродвигателя. В таблице 78 приведены данные о ёмкости конденсаторов, потребной для возбуждения асинхронных генераторов напряжением в 380 в. Ёмкость дана суммарная по трём фазам. Реактивная мощность подсчитана по формуле:

$$Q = 0{,}314U^2C10^{-6},$$

где Q — реактивная мощность конденсатора в квар;

C — суммарная ёмкость всех фаз конденсаторов, включённых в треугольник в мкф.

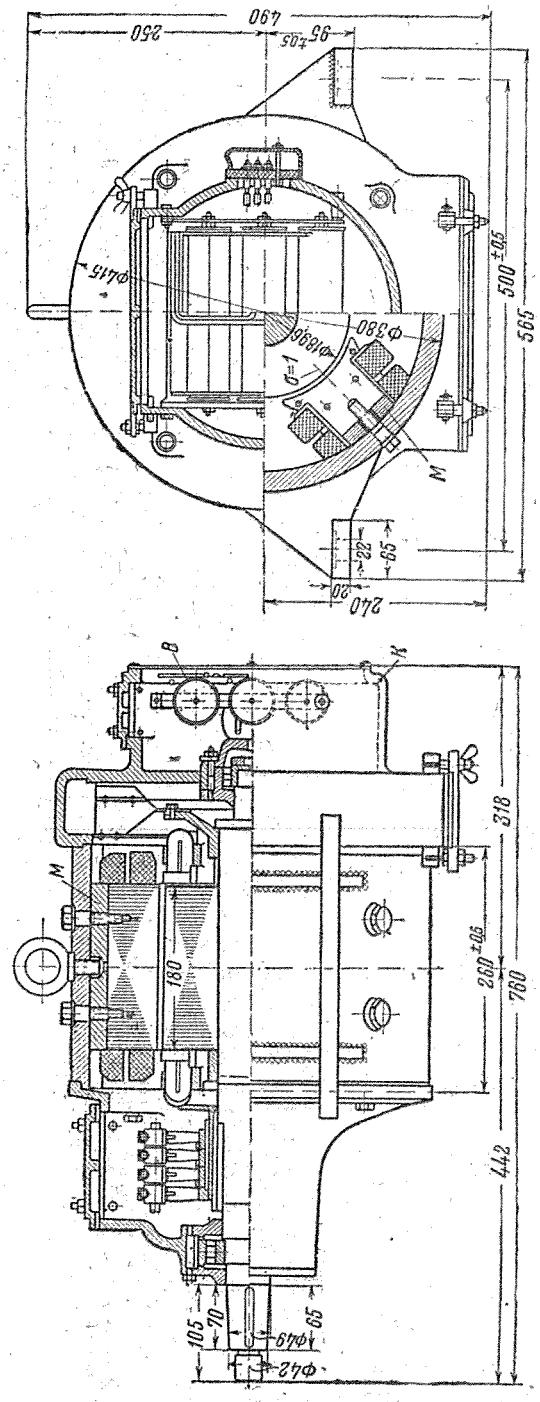


Рис. 121. Самовозбуждающийся генератор с твёрдыми выпрямителями: *B* — селеновый выпрямитель; *K* — корпус; *M* — магнитные прокладки.

Как видно из таблицы 78, для поддержания постоянства напряжения на клеммах асинхронного генератора при постоянных оборотах, необходимо при увеличении нагрузки, особенно

Таблица 78

Ёмкость конденсаторов на трёх фазах, потребная для возбуждения асинхронных генераторов 380 в 750—1 500 об/мин. при номинальных оборотах

Мощность генератора (в ква)	Холостой ход		Полная нагрузка при:			
			cos φ=1		cos φ=0,8	
	ёмкость (мкф)	реактив. мощность (квар)	ёмкость (мкф)	реактив. мощность (квар)	ёмкость (мкф)	реактив. мощность (квар)
1,0	16,0	0,73	20,5	0,93	32,0	1,45
1,5	22,5	1,04	28,5	1,29	46,5	2,11
2,0	28,0	1,27	36,0	1,63	60,0	2,72
2,5	34,0	1,54	43,0	1,95	74,0	3,34
3,0	40,0	1,81	48,0	2,18	87,0	3,94
3,5	45,0	2,04	56,0	2,54	100,0	4,53
4,0	50,0	2,26	62,0	2,81	112,0	5,08
4,5	54,0	2,44	70,0	3,18	124,0	5,62
5,0	60,0	2,72	75,0	3,40	138,0	6,25
6,0	69,0	3,14	87,0	3,94	159,0	7,21
7,0	74,0	3,36	98,0	4,44	182,0	8,25
8,0	80,0	3,62	108,0	4,90	204,0	9,25
10,0	92,0	4,18	130,0	5,90	245,0	11,10
12,0	102,0	4,62	144,0	6,53	282,0	12,80
15,0	120,0	5,44	172,0	7,80	342,0	15,50

индуктивной, увеличивать ёмкость. Это может быть достигнуто двумя способами.

1. К генератору постоянно подключена ёмкость, необходимая для его возбуждения при холостом ходе. Остальная часть ёмкости в виде мелких конденсаторов подключена к трёхфазному переключателю. С изменением нагрузки соответственно изменяется суммарная ёмкость конденсаторов, и напряжение на клеммах генератора, таким образом, поддерживается постоянным. Этот способ регулирования показан на рисунке 125.

2. Как и в первом случае, к клеммам генератора постоянно подключена ёмкость, соответствующая холостому ходу. Нагрузка станции разбивается на несколько групп, включаемых со щита отдельными рубильниками. Параллельно с нагрузкой на каждую группу включаются конденсаторы небольшой ёмкости с расчётом на компенсирование падения напряжения в генераторе, вызванного данной нагрузкой. При включении рубильника одновременно включается дополнительная ёмкость, и напряжение остаётся неизменным. На рисунке 126 показана схема подобного регулирования.

В ряде случаев напряжение в допустимых пределах можно регулировать изменением числа оборотов первичного двигателя. Напряжение

асинхронного двигателя весьма чувствительно к изменению числа оборотов, и поэтому при чисто активной нагрузке достаточно регулировать обороты на 10%, чтобы напряжение оставалось постоянным, несмотря на изменение активной нагрузки от холостого хода до максимума.

Конденсаторы для возбуждения асинхронных генераторов могут применяться различных типов. Наиболее надёжны масляные трёхфазные косинусные конденсаторы. Эти конденсаторы при напряжении в 380 в состоят из трёх секций, включённых в треугольник и помещённых в залитый маслом железный кожух. Ёмкость такого конденсатора обычно составляет 70—75 мкф, т. е. один конденсатор пригоден для возбуждения асинхронного генератора в 4—5 квт при активной нагрузке. Для асинхронных генераторов малой мощности можно применять наборы парафинированных радиоконденсаторов ёмкостью по 1—2 мкф в единице на рабочее напряжение в 220—380 в. Эти конденсаторы используются либо самостоятельно либо в комбинации с масляными, причём масляные конденсаторы служат для возбуждения генератора на холостом ходу, а парафинированные включаются по мере роста нагрузки. При использовании конденсаторов необходимо строго соблюдать правила безопасности в связи с тем, что потенциал заряда конденсатора при некоторых условиях и при отключении от сети может превышать напряжение генератора.

Генератор должен работать с числом оборотов выше синхронного на 5—10%.

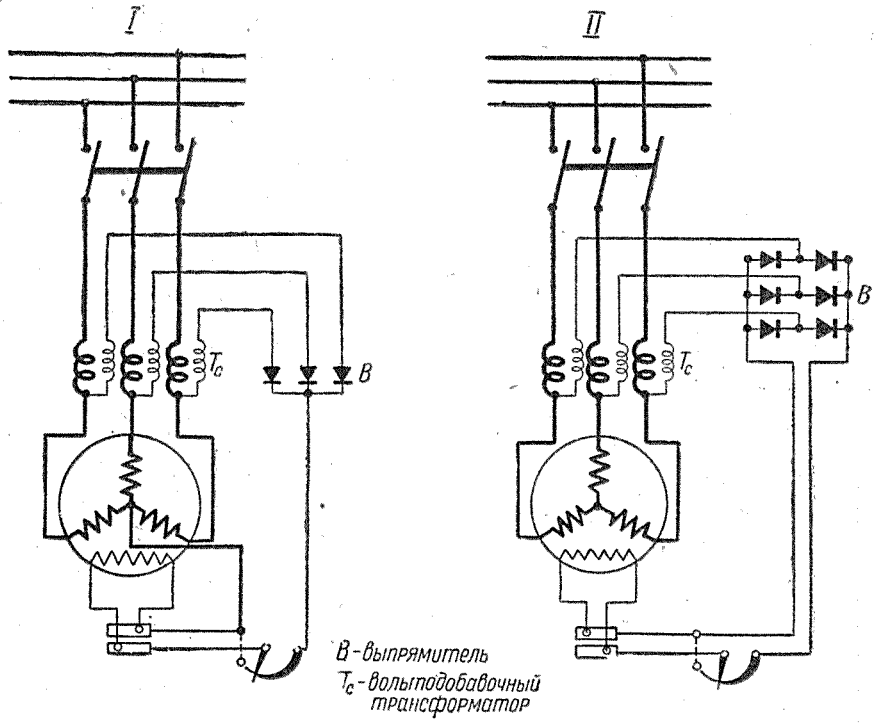


Рис. 122. Схема возбуждения генератора с твёрдыми выпрямителями и автоматическим регулированием напряжения:
I — схема с нулевым выводом; *II* — схема Греца; *B* — выпрямитель; T_c — вольтодобавочный трансформатор.

Преимущества асинхронного генератора, как заменителя дефицитного и дорогого синхронного генератора, состоят в том, что в этом случае используются широко распространённые асинхронные моторы без каких-либо переделок. Такой генератор не имеет коллектора и вообще ни одного скользящего контакта и, как всякая шунтовая машина, не боится коротких замыканий.

При параллельной работе с синхронным генератором асинхронный генератор не требует синхронизации и не имеет качаний.

Наряду с этими преимуществами, асинхронный генератор с конденсаторным возбуждением, работающий автономно на изолированной станции, имеет ряд недостатков, заключающихся в том, что напряжение его весьма сильно колеблется с изменением нагрузки и числа оборотов, и для возбуждения генератора нужны конденсаторы, приобрести которые в местных условиях не всегда возможно. При индуктивной нагрузке ёмкость потребных конденсаторов резко увеличивается. Как правило, асинхронные генераторы можно использовать при работе ГЭС на чисто осветительную нагрузку, допуская лишь небольшую часть (до 25%) моторной нагрузки, причём мощность наибольшего электродвигателя, присоединённого к сети асинхронного генератора, должна быть не более 10% мощности последнего. Асинхронные генераторы с конденсаторным возбуждением не следует применять при мощностях свыше 15—20 ква.

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Одним из самых распространённых видов электрооборудования в сельском хозяйстве является силовой трансформатор.

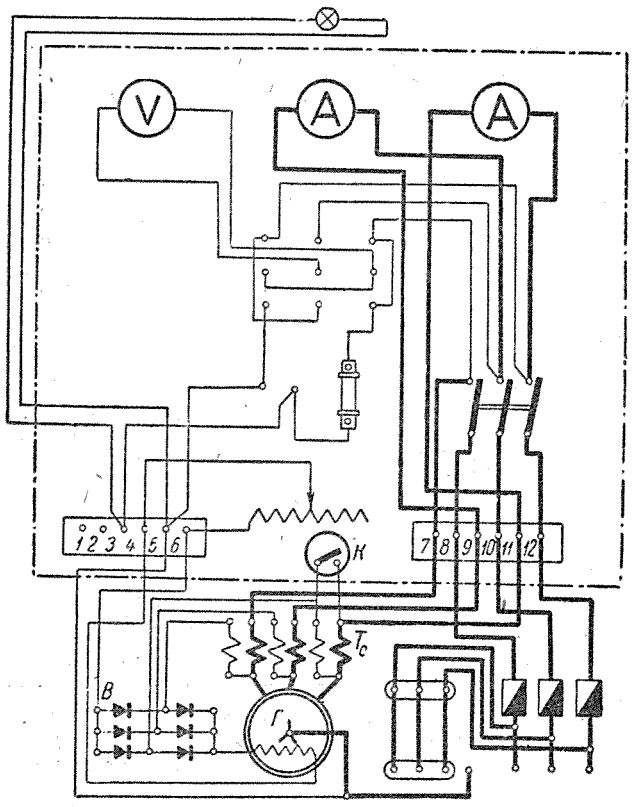


Рис. 123. Схема комплектной электростанции, оборудованной генератором с возбуждением от селеновых выпрямителей.

Силовые трёхфазные двухобмоточные трансформаторы изготовляются Московским трансформаторным и Уральским электромашиностроительным заводами. Основным изготовителем трансформаторов является Московский трансформаторный завод (МТЗ).

Налажено также мелкосерийное производство трансформаторов на заводах системы Главсельэлектро в г. Горьком и в г. Кургане.

Исключительное распространение в сельскохозяйственной электрификации получили трёхфазные силовые трансформаторы с напряжением на низкой стороне 400/230 в, а на высокой стороне — 6 или 10 кв. Они снабжены естественным масляным охлаждением и предназначены для работы как в закрытых помещениях, так и на открытом воздухе. В таблице 79 приведены основные характеристики трёхфазных трансформаторов завода МТЗ с номинальным эксплоатационным напряжением на высокой

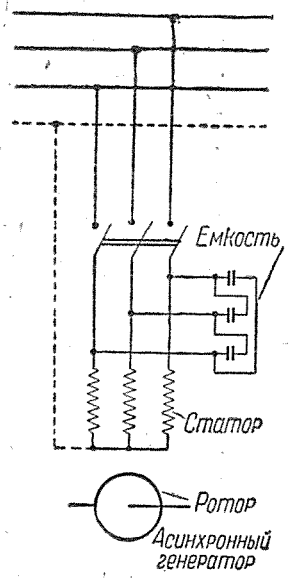


Рис. 124. Принципиальная схема асинхронного генератора.

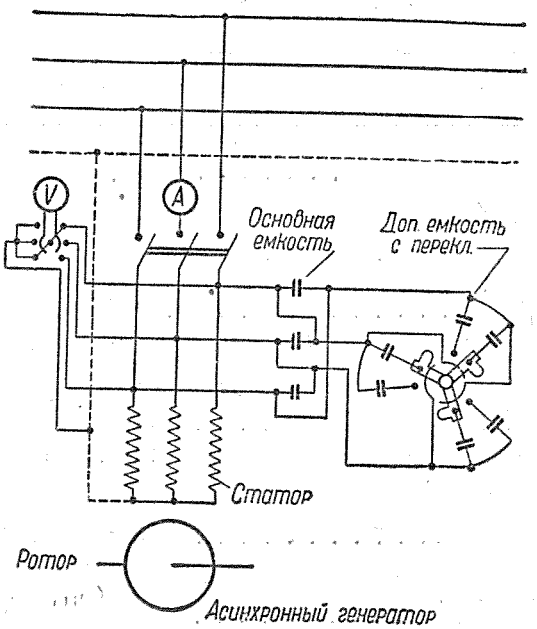


Рис. 125. Схема асинхронного генератора 1—10 квт, 380 в, с регулированием напряжения дополнительной ёмкостью с переключателем.

стороне 6 кв. В таблице 80 приведены те же данные для трансформаторов с высшим напряжением 10—20 кв. Трансформаторы снабжены приспособлением для регулировки высшего напряжения в пределах ± 5%.

На рисунках 127, 128, 129 и 130 приведены эскизы трансформаторов для напряжений в 6 и 10 кв.

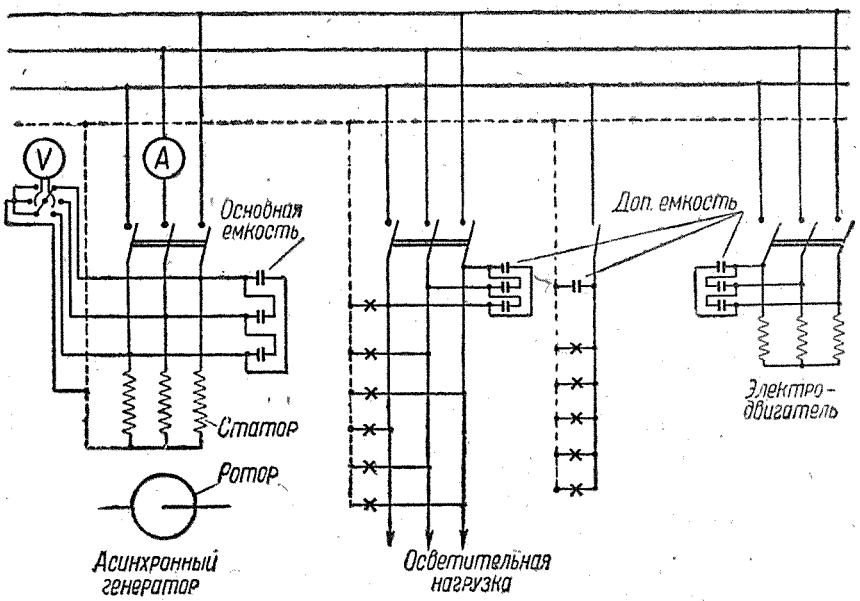


Рис. 126. Схема асинхронного генератора 1—10 квт, 380 в, с регулированием напряжения подключением дополнительной ёмкости вместе с нагрузкой.

Таблица 79

Характеристика трансформаторов мощностью от 5 до 560 ква, трёхфазного тока 50 пер/сек., с естественным масляным охлаждением и с верхним пределом номинального напряжения обмотки высшего напряжения в 6,3 кв

Показатели	ТМ-5/6	ТМ-10/6	ТМ-20/6	ТМ-50/6	ТМ-100/6	ТМ-180/6	ТМ-320/6	ТМ-560/6
Мощность (в ква)	5	10	20	50	100	180	320	320
Пределы номинальных напряжений обмотки высшего напряжения (в в)	380—6 300	380—6 300	380—6 300	380—6 300	500—6 300	2 100—6 300	2 100—6 300	2 100—6 300
То же, обмотки низшего напряжения	127—400	127—400	127—400	127—400	127—525	127—525	133—525	133—525
Потери холостого хода (в вт) . .	60	105	180	355	600	1 000	1 600	2 500
То же нагрузочные (в вт) . . .	185	335	600	1 325	2 400	4 000	6 070	8 960
к. п. д. при косинусе фи, равном 1, и нагрузке 1/1 (в %)	95,33	95,79	96,25	96,75	97,09	97,30	96,07	97,66
То же при нагрузке 1/2 (в %)	95,92	95,36	96,81	97,32	97,66	97,83	98,09	98,33
Падение напряжения (в %) при нагрузке 1/1 и косинусе фи, равном 1	3,80	3,45	3,10	2,75	2,50	2,35	2,05	1,75
Напряжение короткого замыкания в % от номинального напряжения	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Ток холостого хода в % от номинального	10	10	10	10	7	7	7	7

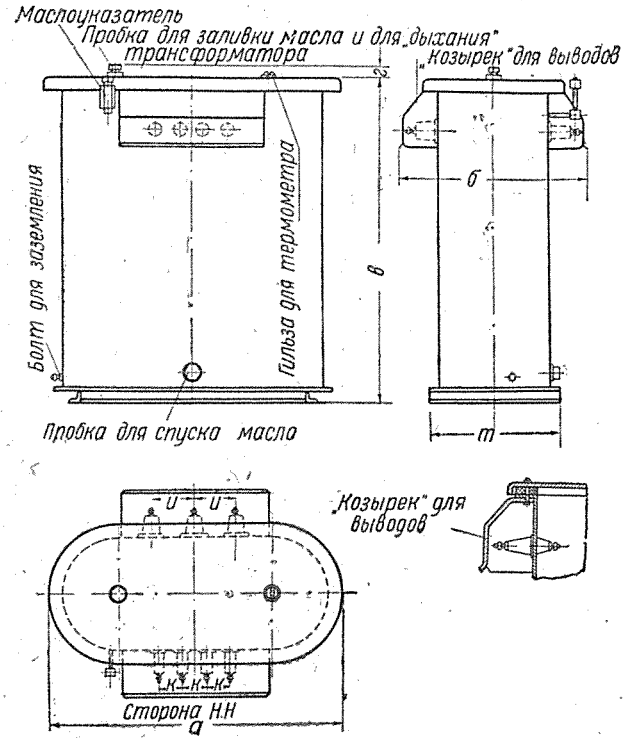


Рис. 127. Трансформаторы трёхфазного тока типов ТМ-5/6, ТМ-10/6, ТМ-20/6:

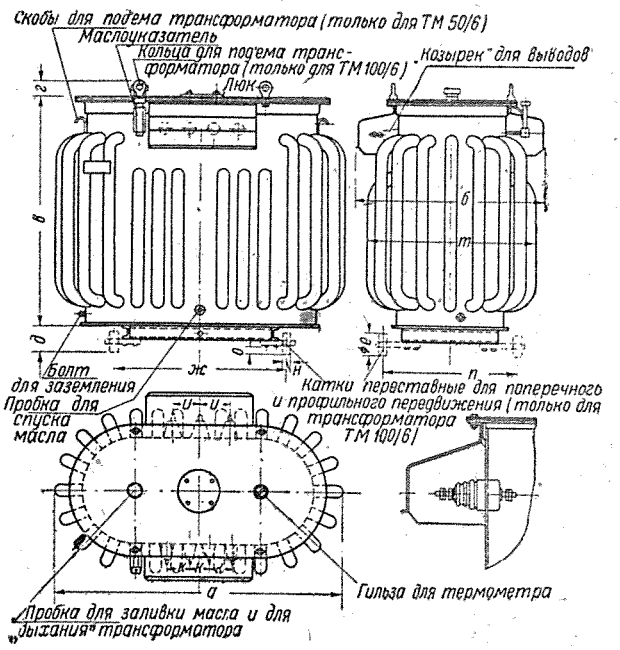


Рис. 128. Трансформаторы трёхфазного тока типов ТМ-50/6 и ТМ-100/6:

Тип трансформатора	Мощность (в ква)	Габаритные размеры (в мм)		
		длина	ширина	высота
ТМ-5/6	5	895	770	820
ТМ-10/6	10	895	770	820
ТМ-20/6	20	965	770	850

Тип трансформатора	Мощность (в ква)	Габаритные размеры (в мм)		
		длина	ширина	высота
ТМ-50/6	50	1 080	850	940
ТМ-100/6	100	1 400	850	1145

Таблица 80

Трансформаторы мощностью от 5 до 560 ква трёхфазного тока, 50 пер/сек., с естественным масляным охлаждением и номинальным напряжением обмотки высшего напряжения 10 и 20 кв

Показатели	ТМ-5/20	ТМ-10/20	ТМ-20/20	ТМ-50/20	ТМ-100/20	ТМ-180/20	ТМ-320/20	ТМ-560/20
Мощность (в ква)	5	10	20	50	100	180	320	560
Пределы номинальных напряжений обмотки высшего напряжения (в в)	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000	10 000—20 000
То же обмотки низшего напряжения (в в)	127—400	127—400	127—400	127—400	127—525	127—525	133—525	133—525

Показатели	ТМ-5/20	ТМ-10/10	ТМ-20/20	ТМ-50/20	ТМ-100/20	ТМ-180/20	ТМ-320/20	ТМ-560/20
Потери холостого хода (в вт)	90	140	220	440	730	1200	1900	2800
То же нагрузочные (в вт)	185	335	600	1325	2400	4100	6200	9400
к.п.д. при косинусе фи, равном 1, и нагрузке 1/1 (в %)	94,80	95,47	96,06	96,59	96,96	97,18	97,54	97,87
То же при нагрузке 1/2 (в %)	94,90	95,71	96,43	97,01	97,41	97,59	97,89	98,19
Падения напряжения (в %) при нагрузке 1/1 и косинусе фи, равном 1	3,80	3,45	3,10	2,75	2,50	2,35	2,05	1,80
Напряжение короткого замыкания в % от номинального напряжения	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Ток холостого хода в % от номинального	10	10	10	9	7,5	7,5	7,5	7,5

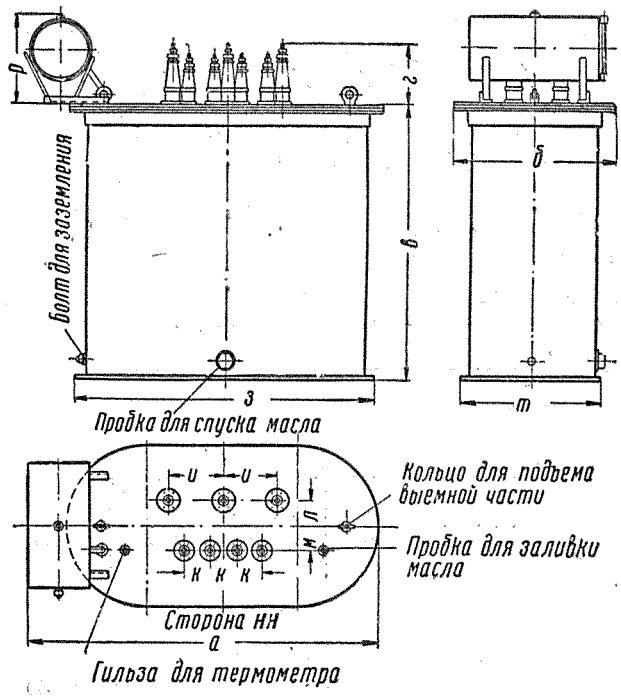


Рис. 129. Трансформаторы трёхфазного тока типов ТМ-5/20, ТМ-10/20 и ТМ-20/20:

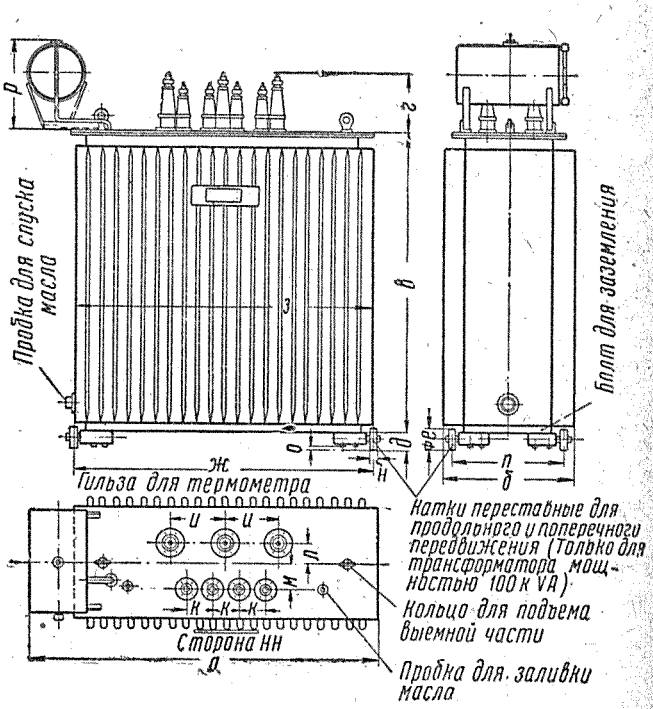


Рис. 130. Трансформаторы трёхфазного тока типов ТМ-50/20 и ТМ-100/20:

Тип трансформатора	Мощность (в ква)	Габаритные размеры (в мм)		
		длина	ширина	высота
ТМ-5/20	5	1 300	495	1 245
ТМ-10/20	10	1 300	495	1 245
ТМ-20/20	20	1 350	555	1 265

Тип трансформатора	Мощность (в ква)	Габаритные размеры (в мм):		
		длина	ширина	высота
ТМ-50/20	50	1 350	625	1 430
ТМ-100/20	100	1 430	725	1 540

ГЛАВА XV

КОММУТАЦИОННАЯ И ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА

★

АППАРАТУРА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Основным распространённым аппаратом высокого напряжения в сельских электроустановках является разъединитель, особенно для установки на открытом воздухе на мачтовых распределительных пунктах, подстанциях и столбах линий передач. Значение разъединителей ещё более усилилось в связи с тем, что последними нормативными материалами, одобренными Министерством электростанций, разрешено применять разъединители в качестве аппарата для включения и отключения тока холостого хода силовых трансформаторов до определённых мощностей, а также и для включения и отключения небольших нагрузочных токов. Специальным решением Технического отдела НКЭС № 29 от 29 июня 1943 г. установлено, что разъединителями допускается включение и отключение тока холостого хода силовых трансформаторов следующих мощностей:

При напряжении	до	10	кв	не	выше	320 ква
»	»	» 22	»	»	»	560 »
»	»	» 35	»	»	»	1 000 »
»	»	» 110	»	»	»	3 200 »

Эти данные показывают, что в условиях сельской электрификации для любых одноагрегатных повышающих и понижающих подстанций с трансформаторами мощностью, не превышающей указанных пределов, принимая во внимание, что с низковольтной стороны всегда имеется возможность снять нагрузку рубильником, почти во всех случаях можно обойтись разъединителем вместо масляного выключателя. Кроме того, специальными нормами устройства

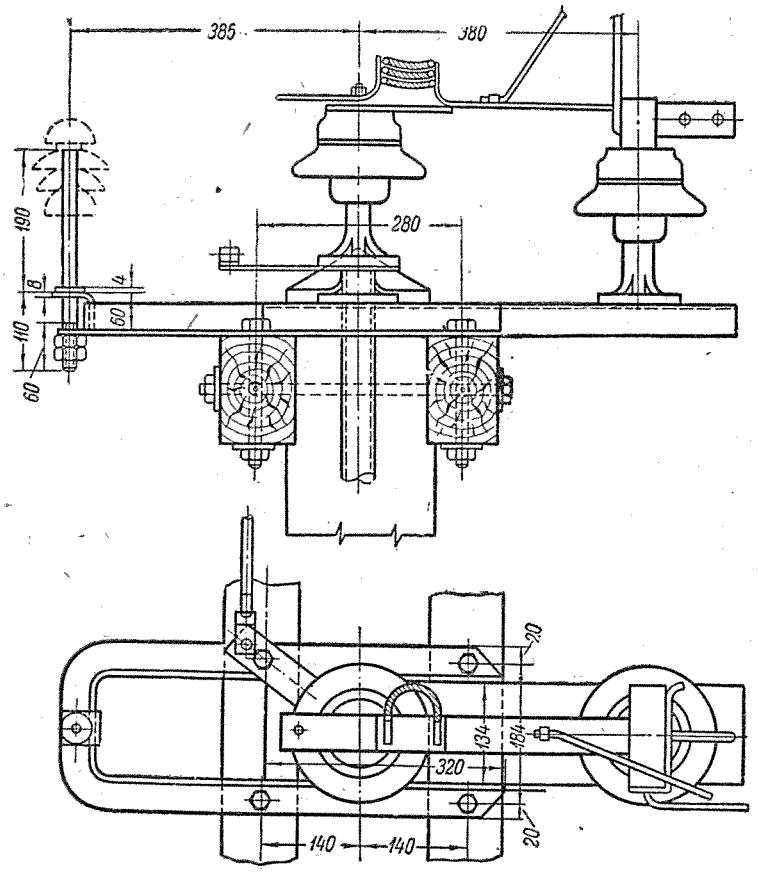


Рис. 131. Установка горизонтального разъединителя поворотного типа на напряжение до 10 кв.

сельских электроустановок, одобренными Министерством электростанций, допускается отключение разъединителями нагрузок до 5 а или мощности до 52 ква при 6 кв, до 86 ква при 10 кв и до 304 ква при 35 кв.

На рисунке 131 показана конструкция и установка на мачте горизонтального разъединителя поворотного типа на напряжение до 10 кв.

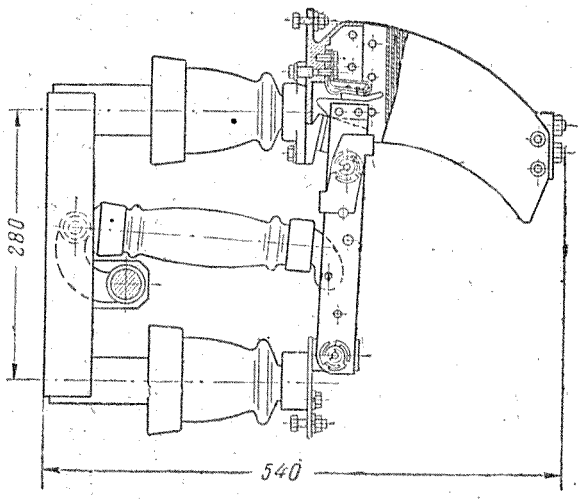


Рис. 132. Разъединитель мощности на напряжение 6 кв. с дейонной решёткой.

Всесоюзный электротехнический институт (ВЭИ) разработал конструкцию разъединителя мощности для внутренней установки на напряжения 6 и 10 кв с дейонной решёткой. Уральский завод УЭМ выпускает серийно такие разъединители (рис. 132). Этот тип разъединителя мощности представляет собой простой качающийся рубящий разъединитель, снабжённый дугогасящей решёткой из стальных пластин. Снизу пластины имеют прорез, куда входит конец ножа разъединителя. Возникающая при оперировании под нагрузкой дуга втягивается пластинами, разделяется на ряд коротких дуг и легко гаснет. Разъединителями мощности указанного типа можно с успехом разрывать токи до 300—400 а.

Ещё больший интерес представляет для сельских установок новый тип разъединителя ВЭИ, который является разъединителем мощности с гашением дуги при помощи газов, образующихся за счёт воздействия дуги на твёрдые газогенерирующие материалы. Подвижный контакт состоит из полой медной трубки, которая входит в трубчатую камеру из органического материала — метакриловой смолы, с центральным стержнем из такого же материала. При отключении, когда подвижный контакт выходит из трубки, возникающая дуга попадает в щель между дугогасящими трубкой и стержнем. Образующиеся в значительном количестве газы гасят дугу. Такие разъединители применяют при напряжении 10 кв и отключаемом токе до 300 а.

Высоковольтные предохранители являются весьма распространённым видом аппаратуры сельских ГЭС.

На рисунке 133 показана конструкция установки наружного предохранителя на траверзе мачтовой трансформаторной подстанции.

К недостаткам обычных высоковольтных предохранителей относится их малая селективность и слабая устойчивость большим токам короткого замыкания.

Всесоюзный электротехнический институт разработал новый тип мощного и вместе с тем чувствительного силового предохранителя, с наполнением патрона кварцевым песком. Предохранитель снабжается специальным простым указателем срабатывания. При превышении током установленных величин, сперва перегорает рабочая плавкая вставка, а вслед за ней вспомогательная. Последовательно с этой вставкой включена стальная проволочка, зацепляющая

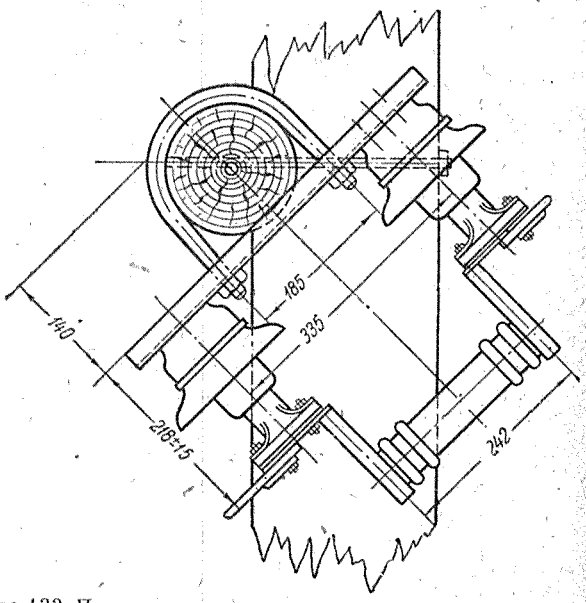


Рис. 133. Предохранитель наружной установки до 10 кв.

за крючок указателя, и последний выбрасывается наружу пружиной, тем самым указывая, что предохранитель сработал. При сгорании плавких вставок дуга приходит в сопри-

косновение с частицами песка, вследствие чего она интенсивно деионизируется и гаснет. Срабатывание предохранителя происходит бесшумно, без выброса пламени и образования копоти.

Масляные выключатели не являются аппаратами массового применения в сельских электроустановках, однако, в связи с развитием строительства межколхозных ГЭС и намечающейся работой ряда малых ГЭС параллельно с крупными энергосистемами, применение высоковольтных масляных выключателей в ряде

троаппарат» двух типов: на 6 кв ВМГ-22 выпускается на номинальные токи 400 и 600 а, с расчётом на действующий ток короткого замыкания 30 000 а и ударный 52 000 а; вес без масла составляет 156 кг, вес масла—5 кг; на 10 кв ВМГ-32 выпускается на номинальные токи 400, 600 и 1 800 а, токи короткого замыкания те же, что и для выключателя ВМГ-22; вес без масла 180 кг, вес масла 10 кг.

Приводим также данные по масляному выключателю ВМ-16. При номинальном напряже-

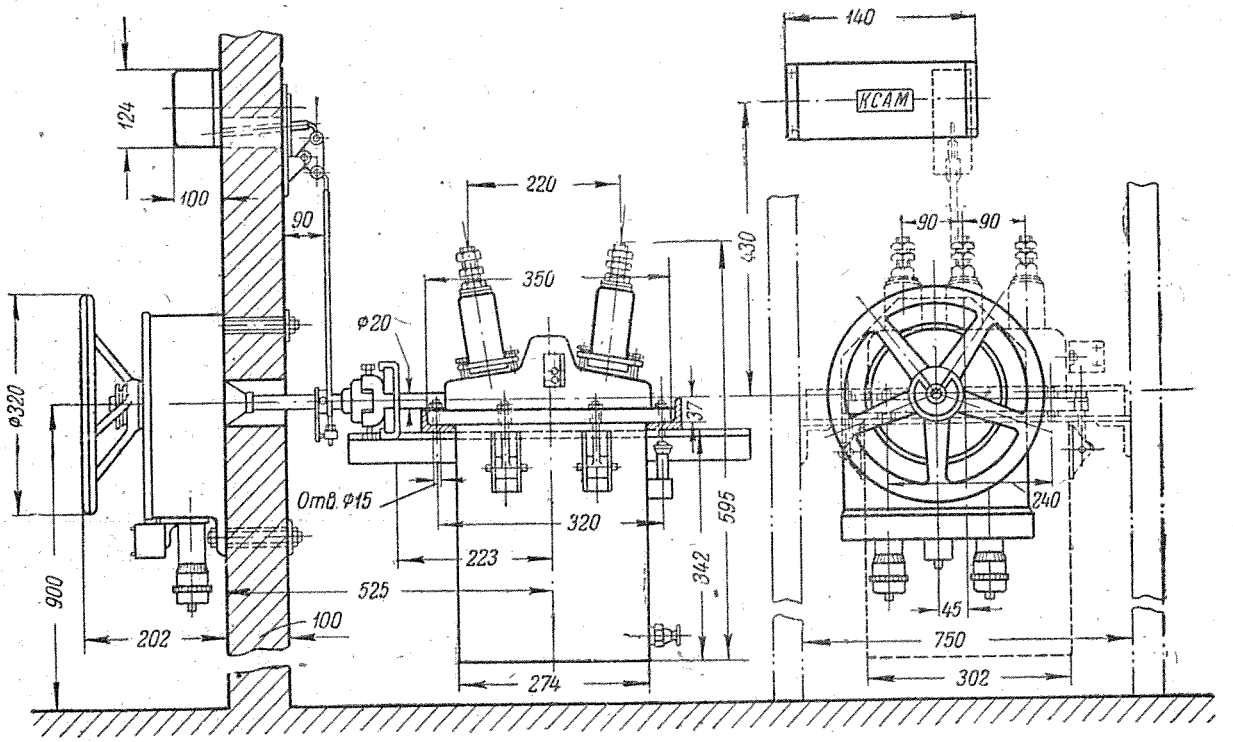


Рис. 134. Эскиз установки масляного выключателя ВМ-6 с автоматическим маховичным приводом типа КАМ-2.

случаев неизбежно. Из выпускаемых промышленностью баковых масляных выключателей представляет особый интерес выключатель типа ВМ-6 на номинальное напряжение в 6 кв.

Максимальное рабочее напряжение масляника ВМ-6 —6,9 кв, номинальный ток 200 а: предельная отключаемая сила тока 1 400 а; действующее значение тока короткого замыкания 10 000 а; ударный т. к. з. 16 800 а; вес без масла 48 кг; вес масла 15 кг. На рисунке 134 показан эскиз установки выключателя ВМ-6 с автоматически маховичным приводом типа КАМ-2.

Малообъёмные масляные выключатели горшкового типа выпускаются заводом «Уралэлек-

нии 6 кв и номинальном токе 200 а действующее значение тока короткого замыкания 19 000 а, ударный т. к. з. 32 000 а; вес без масла 165 кг, вес масла 50 кг. Точно такие же параметры имеет масляный выключатель ВМ-16, рассчитанный на эксплоатационное напряжение 10 кв и номинальный ток в 200 а. При напряжении 6 кв выключатель типа ВМ-16 изготовляется также на номинальный ток в 600 а, однако для объектов сельской электрификации он применяется чрезвычайно редко.

Для управления масляными выключателями типов ВМ-6 и ВМ-16 применяются автоматические ручные коробки типа КАМ-2. Для управления малообъёмными масляными выключате-

лями горшкового типа ВМГ-22 и ВМГ-32 применяются ручные автоматические приводы с блинкерной сигнализацией типа РБА. На рисунке 135 дана схема устройства привода РБА. В чугунном корпусе привода в задней его стенке прорезано окно для пропуска тяги к выключателю. Внутри корпуса расположены рычажный механизм свободного расцепления, пружинный механизм и отключающий релейный валик. Отключающие катушки и клеммник пристраиваются к нижней стенке корпуса. С правой стороны выведен указатель автоматического срабатывания — блинкер, а с левой — рычажок передачи к сигнальным контактам. С передней лицевой стороны привод закрыт крышкой с прорезью, через которую пропущен рычаг ручного управления. Сигнальные контакты и сигнальные лампы нужны только в тех случаях, когда необходима дистанционная передача указаний о положении масляных выключателей данной установки. Вблизи привода такая сигнализация излишня, так как положение самого рычага и блинкера указывает положение и сработку выключателя. Таким образом, на сельских гидроэлектростанциях сигнальные контакты нужны только в случаях автоматизации основных процессов управления,

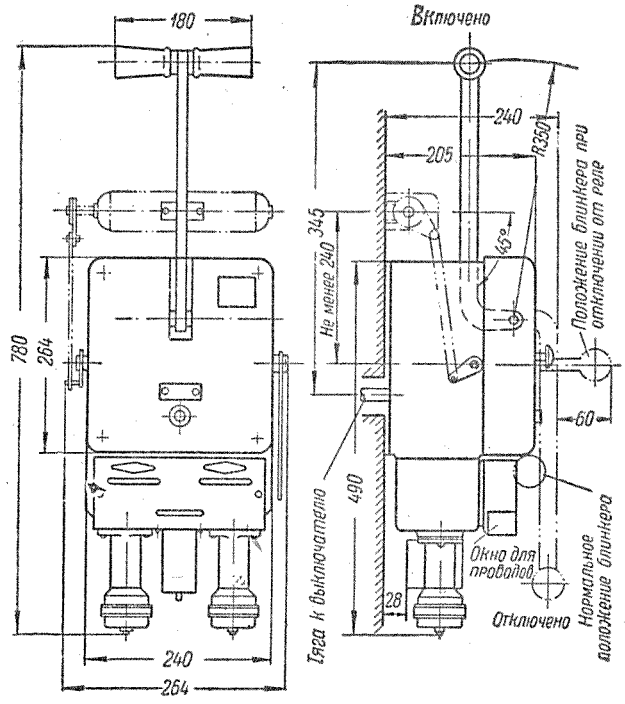


Рис. 135. Схема устройства ручного автоматического блинкерного привода типа РБА.

Привод РБА, в зависимости от систем защиты, снабжается различными комплектами реле и изготовляется в 15 исполнениях. Для сельских ГЭС должна получить наибольшее распространение схема привода по типу РБА-7 с двумя максимальными мгновенными реле со шкалой отключающих токов от 5 до 15 а.

Автоматические приводы для управления масляными выключателями — коробки типа КАМ или РБА — работают от встроенных или отдельно установленных реле, которые питаются от трансформаторов тока, устанавливаемых в главной цепи защищаемого элемента электрической установки.

При строительстве сельских ГЭС с высоковольтными генераторами или мощными повышающими подстанциями защита всех элементов путём установки дорогих трансформаторов тока и обычных реле в большинстве случаев экономически не оправдана. Необходимо изыскивать более простые и доступные для массового строительства пути защиты высоковольтных фидеров и управления масляными выключателями.

Одним из решений этого вопроса является применение в практике сельской электрификации встроенных первичных реле. Эти реле рассчитаны на работу совместно с автоматическими приводами типа КАМ или РБА без всяких трансформаторов тока.

На рисунке 136 показана конструкция первичного реле на номинальные токи от 100 до 1 000 а. По этому же типу может быть выполнено первичное реле и на несколько меньшие номинальные токи. Основной частью реле является *П*-образный сердечник *1*, укрепляемый на отрезке шин, который вставляется в рассечку шин высокого напряжения. Сердечник имеет сверху и снизу скобы из листового железа. Нижняя скоба *3* служит для крепления сердечника и отрезка шины, а верхняя, кроме того, имеет два ушка *5* с отверстиями для оси якоря *14*. На язычке якоря имеется отверстие *7*, сквозь которое проходит регулировочный болт, на котором помещается противодействующая пружина *11*. К нижнему основанию якоря крепится скоба *8*, к которой присоединяется с помощью шарнирного соединения изолированная тяга, имеющая на втором конце приспособление для регулирования её длины. Регулирование тока срабатывания производится либо изменением затяжки пружины, либо изменением начального воздушного зазора. При токах в 500 а и выше реле выполняется в виде одновиткового. При токах менее 500 а число витков соответ-

ственно увеличивается: при 300 а — два витка, 200 а — три витка и при 100 а — пять витков.

Эта переделка заключается в следующем. В приводе удаляется одна катушка соленоида, и

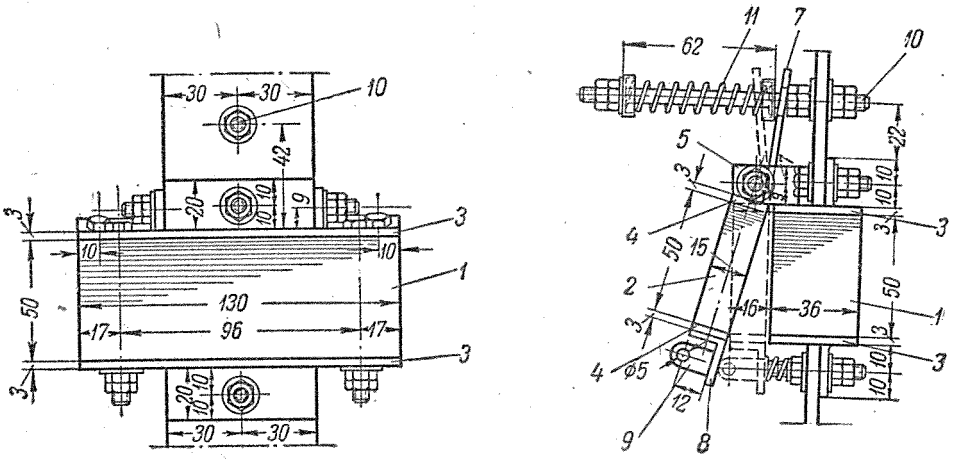


Рис. 136. Первичное реле:

1 — сердечник; *2* — якорь; *3* — накладка сердечника (верхняя и нижняя); *4* — накладка якоря (верхняя и нижняя); *5* — ушко; *6* — верхняя скоба якоря; *7* — язычок якоря; *8* — нижняя скоба якоря; *9* — скоба для тяги; *10* — регулировочная шпилька; *11* — противодействующая пружина.

На рисунке 137 приведена схема действия первичного реле на автоматический привод РБА или КАМ. На крайних двух фазах высоковольтных шин устанавливаются два первичных реле указанной выше конструкции ВЭИ. Автоматическая коробка должна быть несколько переделана.

на её место ставится рабочий валик со шпильками, конец которого *10* выходит через отверстие в кожухе наружу. К задней стенке кожуха коробки прибалчивается стойка *11*, в отверстии которой находится второй конец валика. Изолированные тяги *3* воздействуют на промежуточный валик *7*; последний соединительной

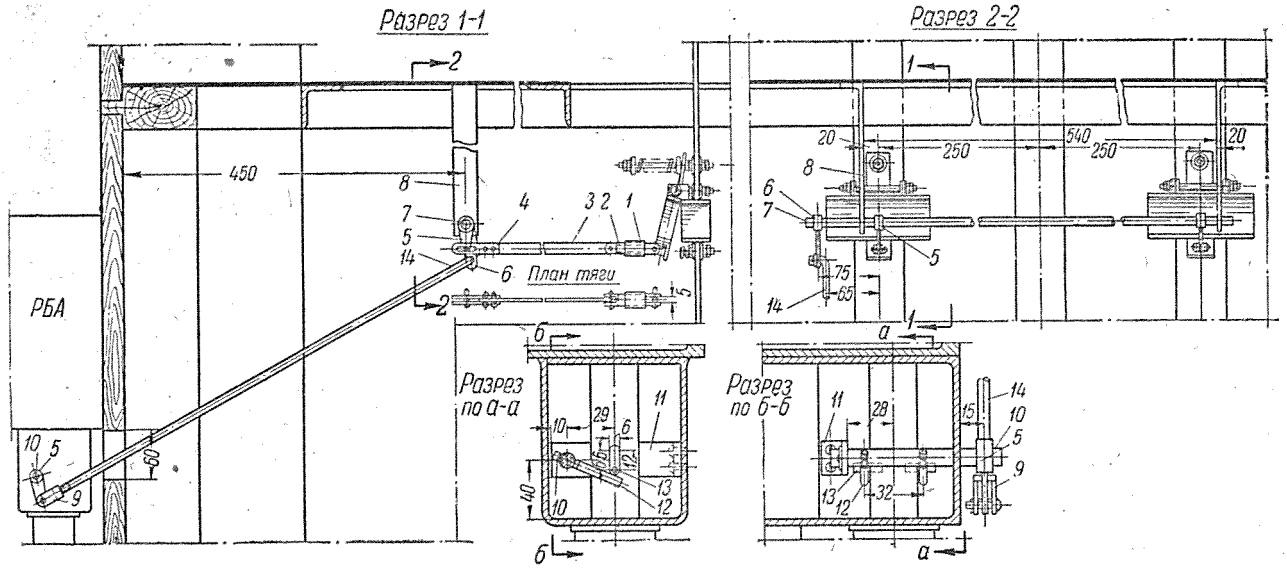


Рис. 137. Схема передачи от первичного реле к автоматическому приводу РБА или КАМ:

1 — труба для тяги; *2* — наконечник для тяги; *3* — тяга; *4* — наконечник для тяги; *5* — рычаг малый; *6* — рычаг большой; *7* — валик; *8* — подшипник для валика; *9* — вилка; *10* — валик; *11* — подшипник для валика; *12* — шпилька; *13* — шпилька; *14* — тяга.

тягой *14* и рычагом *5* соединён с рабочим валиком *10* автоматической коробки, на котором ввинчены шпильки *12*. В якорь соленоида ввинчиваются две шпильки. При срабатывании пер-

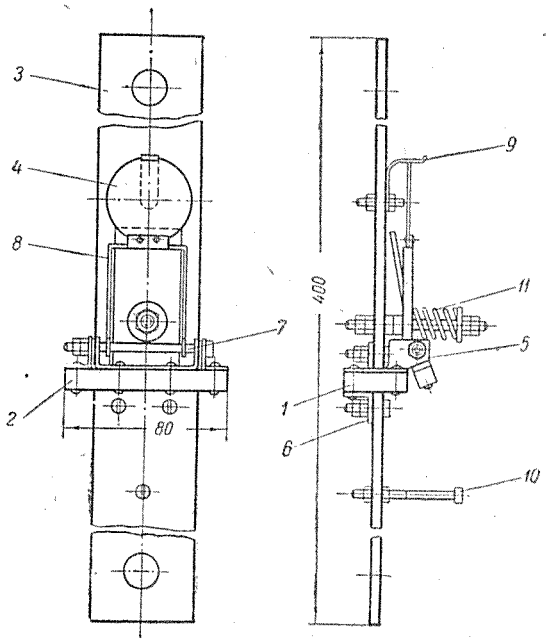


Рис. 138. Указательное встроенное реле:

1 — магнитопровод; *2* — якорь; *3* — шина; *4* — указатель срабатывания; *5* — верхняя скоба магнитопровода; *6* — нижняя скоба магнитопровода; *7* — ось; *8* — скоба указательная; *9* — предохранительная пластина; *10* — опорный болт; *11* — пружина.

вичного реле оно воздействует через описанную систему на рабочий валик, который своими шпильками подхватывает шпильки якоря соленоида и, сжимая пружину, с силой выбрасывает боёк наверх, т. е. совершает работу, которую ранее совершал соленоид.

При рассмотрении схем гидроэлектростанций с высоковольтными генераторами была приведена схема с применением специальных упрощённых блинкеров. На рисунке 138 показана конструкция указательного реле, разработанная ВЭИ. При превышении током определённой заранее установленной величины якорь *2* притягивается к магнитопроводу *1* и опрокидывает указатель срабатывания *4*, который поворачивается примерно на 180° вокруг оси обратной стороной, окрашенной в яркий цвет. Регулирование тока срабатывания производится путём затяжки пружины *11* регулировочной гайкой. Пружинящий предохранитель *9* устраняет возможность ложных выпадений указателя.

Измерительные трансформаторы. Каждая электрическая установка должна быть оборудована целым рядом измерительных защитных и контрольных приборов и аппаратов. Все эти приборы и аппараты размещаются на щитах и пультах, легко доступных для обслуживающего персонала. Поскольку к кожухам этих приборов и аппаратов возможно прикосновение людей, к ним не должно подводиться высокое напряжение. Для изолирования приборов и защитных аппаратов от цепей высокого напряжения служат измерительные трансформаторы тока и измерительные трансформаторы напряжения.

Трансформаторы тока применяются также и в установках низкого напряжения, но с большими токами. Целый ряд приборов и аппаратов изготовляется на ток, не превышающий 5 а. Для измерения силы тока более 5 а в рассечку главной рабочей цепи включается первичная обмотка измерительных трансформаторов тока, а все измерительные, контрольные и защитные приборы и аппараты включаются во вторичную цепь. Градуировка шкалы приборов и настройка защитных аппаратов производится с учётом коэфициента трансформации измерительных трансформаторов.

На рисунке 139 показана схема устройства трансформатора тока. На замкнутый сердечник, собираемый из листов специальной трансформаторной стали, наматываются первичная и вторичная обмотки.

Первичная обмотка может быть образована одним или несколькими витками. При одном витке первичной обмоткой служит прямой стержень, включаемый в рассечку шины, вторичная же обмотка наматывается на кольцевой сердечник, охватывающий шину. При пробоях изоляции на вторичной обмотке и приборах, которые питаются от неё, может появиться высокое напряжение, поэтому вторичные обмотки измерительных трансформаторов заземляют. Вторичный ток трансформатора можно было бы определить путём деления первичного тока на соотношение между числом витков вторичной и первичной обмотки. Однако часть первичного тока идёт на

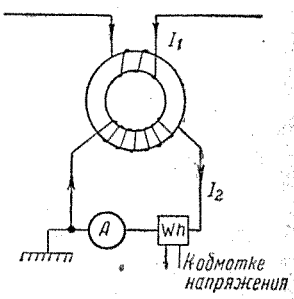


Рис. 139. Схема устройства измерительного трансформатора тока.

создание магнитного потока и покрытие потерь в сердечнике. Если обозначить первичный ток трансформатора тока через I_1, вторичный I_2, а коэфициент трансформации через K, то величина:

$$K\,{}^0\!/_0 = \frac{k \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100$$

называется токовой погрешностью трансформаторов тока. Кроме токовой погрешности, имеет значение угловая погрешность трансформаторов тока, т. е. угол между векторами вторичных и первичных ампервитков. Обе погрешности возрастают при увеличении сдвига фаз во вторичной цепи трансформатора тока.

При эксплоатации трансформаторов тока необходимо обратить внимание на большую опасность обрыва вторичной цепи, в которую включаются измерительные приборы и реле. Ток первичной обмотки трансформатора тока не зависит от вторичной цепи, а определяется исключительно той нагрузкой главной цепи, в которую он включён. Первичные ампервитки будут иметь нормальную величину даже при полностью разомкнутой вторичной обмотке. В нормальном состоянии вторичная обмотка, питая последовательные обмотки приборов с малыми сопротивлениями, создаёт размагничивающие ампервитки.

Если разомкнуть вторичную обмотку, то размагничивающие ампервитки уничтожаются, а первичные ампервитки создают столь большой магнитный поток в сердечнике, что это неизбежно поведёт к повреждению трансформатора и на зажимах вторичной обмотки появится опасное для персонала и изоляции приборов высокое напряжение.

Поэтому даже при исправной вторичной цепи, но отключённых приборах, она должна быть замкнута.

В зависимости от назначения трансформаторов тока, к ним предъявляются разные требования в смысле класса точности (погрешности).

Выпускаемые промышленностью трансформаторы тока подразделяются на пять классов по степени точности: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10.

Цифра класса точности означает предельно допустимую токовую погрешность в процентах при нормальной нагрузке.

Класс 0,2 предназначается для точных лабораторных измерений. Класс 0,5 применяется для счётчиков, по которым производятся расчёты с абонентами. Класс 1— для прочих счётчиков и ваттметровых приборов, а также и амперметров. Для реле и автоматических коробок принимаются трансформаторы тока с классом точности 3 и 10.

Разные требования к трансформаторам тока со стороны измерительных приборов и реле приводит к необходимости выбирать в ряде случаев двухкерновые трансформаторы тока, имеющие одну первичную обмотку и две вторичные обмотки с различными классами точности.

Катушечный многовитковый трансформатор тока типа ТКФ для цепей напряжением до 3 кв применим для генераторных цепей сельских ГЭС для питания счётчиков, ваттметров, амперметров. Он изготовляется на токи от 5 до 600 а с классами точности 1 и 3. Буква *Ф* в наименовании типа данного трансформатора тока означает, что изоляция применена фарфоровая. Эти трансформаторы не боятся сырости, но не защищены от капежа и пыли, так что они применимы к установке только в закрытых помещениях.

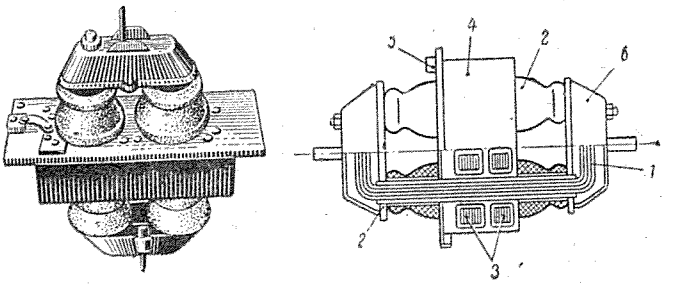


Рис. 140. Трансформатор тока типа ТПФ.

Другим распространённым типом трансформаторов тока для высоковольтных закрытых распределительных устройств напряжением в 6 и 10 кв является трансформатор тока типа ТПФ (Трансформатор тока проходной фарфоровый) (рис. 140). Как видно из рисунка, первичная обмотка *1* выполняется в виде петли, опирающейся на фарфоровые изоляторы *2*. Трансформатор тока двухкерновый, и оба сердечника с двумя самостоятельными вторичными обмотками *3* помещаются в коробке *4*. Выводы вторичной обмотки присоединяются к клеммной дощечке *5*. Для воспрепятствования воздействию значительных динамических усилий при коротких замыканиях концы изоляторов скрепляются массивными отливками *6*. Трансформа-

торы тока типа ТПФ, помимо своего прямого назначения, заменяют собой проходные изоляторы. Они изготовляются на номинальные токи от 5 до 400 а с классами точности 0,5; 1 и 3 и в следующих сочетаниях по классам точности для двухкерновых трансформаторов тока: 0,5/0,5; 0,5/3; 1/1; 1/3 и 3/3.

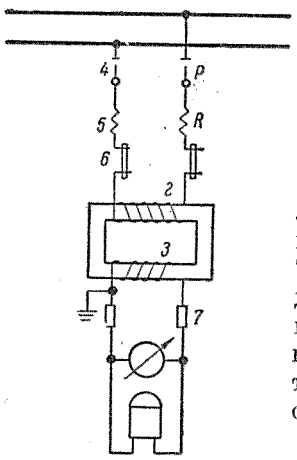


Рис. 141. Схема устройства измерительного трансформатора напряжения:

1 — сердечник; 2 — высоковольтная обмотка; *3* — низковольтная обмотка; *4* — разъединители; *5* — токоограничивающие сопротивления; *6* — высоковольтные предохранители; *7* — низковольтные предохранители.

Другие типы трансформаторов тока, а именно: ТПФУ (усиленные,) ТПОФ (одновитковые, на большие силы тока); ТПОФУ (одновитковые усиленные); ТШ (шинные), а также для наружной установки ТФН и ТФНУ в практике сельской электрификации находят очень малое применение.

Измерительный трансформатор (рис. 141) напряжения состоит из сердечника *1*, первичной высоковольтной обмотки *2* и обмотки низкого напряжения *3*. Первичная обмотка присоединяется к проводам цепи высокого напряжения через разъединители *4*, добавочные, токоограничивающие сопротивления *5* и предохранители *6*. Во вторичную обмотку включаются вольтметры и обмотки напряжения ваттметров, счётчиков, реле и прочих приборов и аппаратов. С низкой стороны трансформатора напряжения также устанавливаются предохранители, которые срабатывают при коротких замыканиях во вторичной цепи или в приборах. Для защиты персонала и аппаратуры от высоких потенциалов при пробое изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения, последняя должна быть заземлена.

Подобно погрешностям, которые имеют место в трансформаторах тока, измерительные трансформаторы напряжения также характеризуются, в числе прочих признаков, погрешностями в коэфициенте трансформации и угловыми погрешностями.

Если обозначить первичное высокое напряжение через U_1, вторичное через U_2 и номинальный коэфициент трансформации, обозначенный на щитке трансформатора, через K, то погрешность в коэфициенте трансформации выражается формулой:

$$K\,\%_0 = \frac{U_2 - \frac{U_1}{K}}{\frac{U_1}{K}} \cdot 100.$$

Погрешности трансформатора напряжения зависят в значительной степени от внутренних активных и реактивных сопротивлений, и для уменьшения их требуется увеличенная затрата активных материалов и применение высококачественной стали.

Вторичная обмотка трансформаторов напряжения обычно рассчитывается на 100 в. Каждый трансформатор напряжения выпускается на определённую предельную мощность в вольтамперах приборов и аппаратов, которые включаются в его вторичную цепь. При превышении этой нормированной мощности допустимая для данного трансформатора напряжения погрешность не гарантируется. Поэтому при выборе трансформаторов напряжения необходимо проверять общую мощность и суммарный коэфициент мощности присоединяемых приборов и аппаратов.

По классу точности трансформаторы напряжения выпускаются следующих четырёх типов: для очень точных (лабораторных) измерений — класс точности 0,2; для точных измерений, например, для счётчиков при расчётах с абонентами, — 0,5; для обычных измерений мощности и энергии и для реле, работающих по ваттметровому принципу, — 1; для вольтметров и для реле, имеющих только обмотку возбуждения, — 3.

Одно из основных назначений трансформаторов напряжения, помимо измерительных целей, заключается в контроле изоляции высоковольтных установок. Этот контроль заключается в измерении напряжения каждой фазы установки (с изолированной нейтралью или фазой) по отношению к земле и к сигнализации в случае замыкания одной из фаз на землю или при частичных повреждениях изоляции.

На рисунке 142 показана нормальная схема подключения трёх однофазных трансформаторов напряжения к трёхфазной высоковольтной установке для контроля изоляции. Нулевая точка соединённых в звезду высоковольтных обмоток трансформаторов напряжения обязательно заземляется. Нейтраль низковольтной вторичной обмотки также заземляется в целях защиты при пробое изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения. При заземлении одной из фаз высокого напряжения соот-

ветствующая высоковольтная обмотка трансформатора напряжения окажется закороченной и в связи с этим вольтметр, включённый в цепь этой вторичной обмотки, не покажет никакого напряжения. В то же время напряжение двух других здоровых фаз по отношению к земле (или, то же самое, по отношению к соединённой с землёй повреждённой фазе) повысится до полного линейного напряжения, т. е. показания двух других вольтметров увеличатся в 1,73 раза.

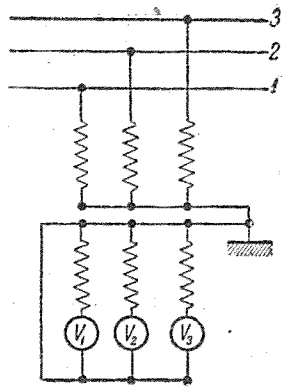


Рис. 142. Схема присоединения трёх однофазных трансформаторов напряжения для контроля изоляции.

Для контроля изоляции ни в коем случае нельзя применять обычные трёхфазные трансформаторы напряжения с тремя стержнями в сердечнике. Это объясняется тем, что при замыкании на землю одной из фаз, магнитный поток в сердечниках двух других фаз увеличивается на столько, что замыкается через сердечник закороченной фазы и через кожух трансформатора. Это вызывает перегрев и порчу трансформатора напряжения. Однофазные трансформаторы напряжения для этой цели могут применяться беспрепятственно, так как их магнитные цепи полностью изолированы одна от другой.

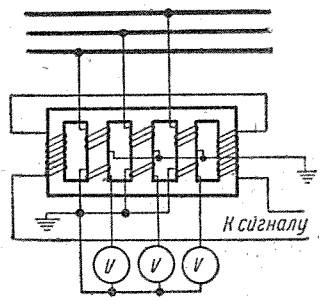


Рис. 143. Схема присоединения пятишенкельного трёхфазного трансформатора напряжения для контроля изоляции.

Наилучшим решением вопроса о выборе подходящей аппаратуры для контроля изоляции являются пятишенкельные (пятистержневые) трансформаторы напряжения. На рисунке 143 показана схема устройства такого трансформатора. Вместо обычных трёх стержней у него их пять, причём два крайних стержня служат для того, чтобы дать возможность увеличенному магнитному потоку замкнуться (при замыкании на землю одной фазы) через магнитопровод, образуемый боковыми стержнями, и питать специальные реле и сигнальные звуковые или световые приборы от добавочной обмотки, накладываемой на эти боковые стержни. При замыкании на землю одной из фаз, в добавочных стержнях возникают магнитные потоки, а в обмотках наводятся электродвижущие силы, которые воздействуют на сигнальную и защитную аппаратуру. Для питания вольтметров, счётчиков, ваттметров, частотомеров, фазометров и пр. наиболее желательно применение двух однофазных трансформаторов напряжения, соединённых в открытый треугольник.

На установках малой и средней мощности вполне целесообразно при применении на высоком напряжении трансформаторов напряжения для контроля изоляции использовать их же для питания обычных измерительных приборов главных или фидерных цепей. В этом случае приборы приключаются ко вторичному линейному, а не фазному напряжению.

Для сельской электрификации наиболее подходящими являются следующие типы трансформаторов напряжения.

1. Однофазные трансформаторы с воздушным охлаждением для внутренней установки марки НОСИ — 0,5 на напряжение 380/100 в с классами точности 0,5; 1; 3 и с мощностями в вольтамперах, соответствующими перечисленным классам точности — 30; 50; 150.

2. Однофазные трансформаторы с масляным охлаждением для внутренней установки марки НОМИ-6 на напряжение 6000/100 в с теми же классами точности и с мощностями в вольтамперах, соответственно: 50, 80 и 250 ва.

3. Однофазные трансформаторы с масляным охлаждением для внутренней установки марки НОМИ-10 на напряжение 10000/100 в с теми же классами точности и с мощностями соответственно: 80, 150 и 400 ва.

4. То же, что и в предыдущем пункте, но на напряжение 15000/100 марки НОМИ-15.

5. Трёхфазные трансформаторы с масляным охлаждением для внутренней установки марки НТМИ-6 (пятишенкельный) на напряжение 6000/100 в с классами точности 0,5; 1 и 3 и с мощностями, соответствующими перечисленным классам точности 80, 150 и 400 ва.

6. Трёхфазные трансформаторы с масляным охлаждением для внутренней установки марки НТМИ-10 (пятишенкельный) на напряжение 10000/100 в с классами точности 0,5; 1 и с соответствующими мощностями 120, 200 и 600 ва.

7. Пятишенкельный трансформатор НТМИ-35 на напряжение 35 кв, пригодный как для внутренней, так и для наружной установки, с

теми же классами точности и мощностями соответственно: 250, 400 и 1 260 ва.

Электроизмерительные приборы. Распространённые в практике сельской электрификации измерительные приборы делятся на две основные группы: щитовые и переносные.

Щитовые приборы монтируют на панелях распределительных станционных, подстанционных или моторных щитов и щитков. Эти приборы не обязательно должны иметь большую точность, но зато они должны быть снабжены шкалой с достаточно крупными делениями и стрелкой для того, чтобы обслуживающему персоналу было легко наблюдать за их показаниями. Наиболее распространены круглые щитовые приборы выступающей конструкции для монтажа на лицевой поверхности распределительного щита с подводом тока сзади. Очень удобны в эксплоатации, хотя их монтаж более сложен, круглые приборы утопленного типа. Для них в панели щита вырезают отверстия и в эти отверстия утапливают прибор, причём на поверхности щита выступает только круглый ободок передней части прибора.

Переносные измерительные приборы применяются для эксплоатационных и лабораторных нужд, когда не требуется постоянное наблюдение за состоянием электроустановки. В зависимости от назначения, лабораторные приборы изготовляются на разные классы точности. Эксплоатационные переносные приборы устраивают обычно в деревянных ящичках с откидным окошком в передней стенке для наблюдения за шкалой во время измерений. Лабораторные приборы являются наиболее точными и дорогими. Они предназначаются для измерений в лабораторных условиях и к переносу внутри данного помещения, но не приспособлены для частых и далёких перевозок.

Для измерений тока и напряжения в установках переменного тока, на распределительных щитах устанавливают наиболее распространённые электромагнитные амперметры и вольтметры типа ЭН с нормальным размером цоколя, а иногда такие же приборы, но с малым диаметром цоколя типа ЭМ. Амперметры изготовляются либо на непосредственное включение в цепь, либо на присоединение через измерительные трансформаторы тока. Для непосредственного присоединения приборы изготовляют на пределы токов в 5, 10, 20, 30, 50, 76, 100, 150, 200, 300 и 500 а.

При питании от трансформатора тока обмотка амперметров расчитывается на 5 а, а шкалы градуируются в зависимости от силы тока в первичной цепи, с пределами: 5, 10, 20, 30, 50, 76, 100, 150, 200, 300, 500, 760, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 а.

Амперметры электромагнитные малые типа ЭМ приключаются только непосредственно и изготовляются на пределы токов в 1;2,5; 10; 20; 30 и 50 а.

Вольтметры электромагнитные, нормальные, типа ЭН при непосредственном подключении к

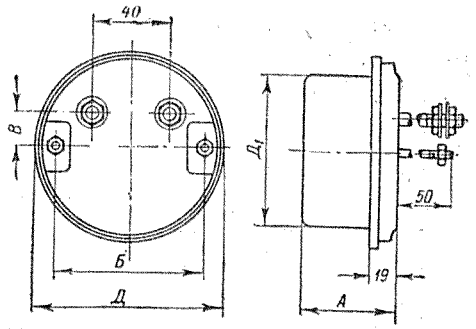


Рис. 144. Установочные размеры измерительных приборов с нормальным и малым цоколем:

Тип прибора	Размеры (в мм) (по рис. 144)				
	Д	Д1		Б	В
ЭН-30	185	165	74,5	165	45
ЭМ-30	135	119	71	115	35
МН-30	185	165	74	165	45
ММ-30	135	119	71	115	35
ЭНФ	185	165	74	165	45

измеряемой цепи, изготовляют на 25, 50, 140, 260, 450 и 600 в, а при подключении через трансформаторы напряжения рассчитываются на вторичное напряжение 100 в, а градуируются на пределы шкал 700, 4 200, 8 400, 14 000, 28 000 и 50 000 в. В этих случаях трансформаторы напряжения выбирают соответственно на первичные напряжения 500, 3 000, 6 000, 10 000 20 000 и 35 000 в.

Вольтметры электромагнитные, малые, типа ЭМ рассчитываются на непосредственное присоединение со шкалами 5, 15, 25, 50, 140, 260, 450, 600 и 800 в.

На рисунке 144 приведены установочные размеры измерительных приборов с нормальным и малым цоколем.

Для измерения напряжения и тока в цепях возбуждения трёхфазных синхронных генераторов применяются приборы постоянного тока обычно с малым диаметром корпуса типа ММ (магнито-электрические приборы).

Благодаря малому диаметру корпуса эти приборы легко отличить от нормальных приборов, установленных в главной цепи. Можно также для цепей возбуждения, при отсутствии специальных приборов постоянного тока, применять электромагнитные приборы типа ЭМ.

Вольтметры магнито-электрические, малые, типа ММ изготовляются на напряжения: 15, 25, 50, 140 и 260 в, а амперметры на силу тока 1, 2, 5, 10, 20, 30, 50, 76, 100, 150 и 200 а.

Из других щитовых приборов, которые находят широкое применение на гидроэлектростанциях, следует привести некоторые ходовые типы.

1. Фазометры для непосредственного измерения коэфициента мощности типа ЭНФ для сетей переменного тока напряжением 120, 380 и 500 в, с пределами измерений 0,2—1—0,9.

2. Вибрационный частотомер типа ВЧ для напряжений 140, 260 и 600 в, со шкалой от 45 до 55 герц, с делениями по ½ герца каждое. Прибор служит для определения частоты переменного тока, т. е. числа периодов в секунду. Действие прибора основано на колебаниях стальных плоских пружинящих пластинок при механическом резонансе собственного колебания с колебаниями переменного тока.

3. Ваттметры однофазные типа ВИО, ВИФ и ВИН. Все эти ваттметры рассчитаны на ток до 5 а и напряжение до 110 в и, таким образом, в обычных сельских установках могут применяться только с измерительными трансформаторами тока и напряжения. Для нормальных цепей 380/220 в с неравномерной нагрузкой фаз при необходимости должны применяться три ваттметра (по одному на фазу).

4. Трёхфазный ваттметр типа ВИТ рассчитан на ток до 5 а и напряжение 110 в и на трёхпроводные сети без нулевого провода. Таким образом, этот прибор в условиях сельской электрификации можно применять только на высоковольтных установках (через измерительные трансформаторы тока и напряжения).

На рисунке 145 даны установочные размеры частотомера ВЧ и ваттметров типа ВИО, ВИФ, ВИН и ВИТ.

5. Счётчик энергии однофазный типа Б-1 или Б-2 на ток до 5 или 10 а и напряжение 120 или 220 в. В сельских установках рекомендуется для генераторных или трансформаторных цепей (с низкой стороны) применять по три счётчика с непосредственным включением параллельной обмотки между нулём и фазой (220 в) и последовательной обмотки через трансформаторы тока.

6. Счётчик энергии трёхфазный индукционный четырёхпроводный типа ИЧ на ток в 5 а и напряжение 380/220 в. Необходимо учесть, что обычный трёхфазный счётчик типа И, соединённый по схеме Арона, для системы с нулевым проводом не пригоден.

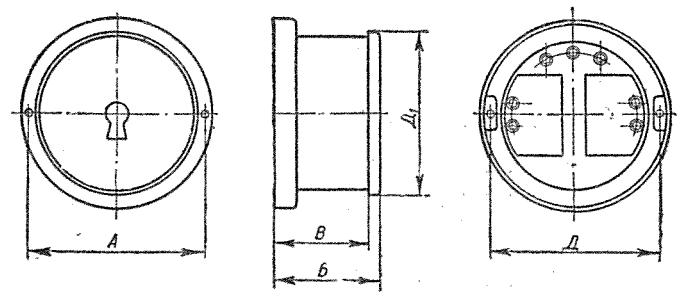


Рис. 145. Установочные размеры вибрационного частотомера типа ВЧ и ваттметров типа ВИО, ВИФ, ВИН и ВИТ:

Тип прибора	Размеры (мм) по рис. 145				
	А	Б	В	Д	$Д_1$
ВИТ, ВИО, ВИФ и ВИН	225	147	133	208	182,5
ВЧ	225	91	—	208	183

Установочные размеры счётчиков даны на рисунке 146.

При включении приборов ко вторичной обмотке измерительных трансформаторов необходимо иметь данные о сопротивлении, потребляемой мощности и коэфициенте мощности приборов. В таблице 81 приведены перечисленные выше данные для наиболее распространённых измерительных приборов.

Выбранный тип трансформатора тока проверяется по следующей формуле:

$$P_2 = I_2^2 (Z_{приб} + R_{пров} + R_{конт}), \qquad (129)$$

где: I — вторичный номинальный ток трансформатора тока (5 а);

P_2 — вторичная нагрузка трансформатора тока в вольтамперах (выбирается по каталогу при соответствующем классе точности);

Z — суммарное сопротивление всех последовательных обмоток приборов, включённых во вторичную

Таблица 81

Технические данные измерительных приборов

Наименование прибора	Тип	Полное сопротивление (ом)	Потребляемая мощность (ва)	Коэфициент мощности
Вольтметр электромагнитный	ЭН	2 200	5,5	0,98
Амперметр электромагнитный	ЭН	0,07	1,76	1,0
Фазометр:	ЭНФ			
параллельная цепь		5 500	2,20	0,85
последовательная цепь		0,03	2,26	1,0
Частотомер	ВЧ	8 460	1,43	0,89
Ваттметры	ВИО, ВИФ, ВИН, ВИТ			
Параллельная цепь		2 200	5,5	0,18
Последовательная цепь		0,053	1,32	1,0
Счётчик однофазный	$Б_2$			
Параллельная цепь		5000	2,42	0,25
Последовательная цепь		0,036	0,90	1,0
Счётчик трёхфазный	ИЧ; И			
Параллельная цепь .		6 110	1,98	0,38
Последовательная цепь		0,021	1,04	1,0

Примечание. Для трёхфазных приборов данные приведены по отношению к одной фазе.

цепь трансформатора тока (по таблице 81);

$R_{конт}$ — сопротивление контактов (может быть принято 0,1 ом);

$R_{пров}$ — сопротивление всех проводов данной фазы вторичной цепи трансформатора тока.

По величинам, приведённым в формуле, определяется величина сопротивления проводов:

$$R_{пров} = \frac{P_2}{I_2} Z_{приб.} - R_{конт.}$$

На основе подсчитанной величины определяется или проверяется сечение проводов вторичной цепи трансформаторов тока по формуле:

$$q = \frac{l}{k \cdot R_{пров}},$$

где q — сечение проводов в $мм^2$;

k — удельная проводимость проводов (медь — 57, алюминий — 34);

l — длина проводов (расчётная) в м.

При пользовании этой формулой необходимо для определения расчётной длины провода учитывать реальную схему токораспределения во вторичной цепи. В практике возможны три случая (рис. 147).

а) При включении приборов в одну фазу в обратном проводе течёт такой же ток, как и в прямом проводе, поэтому необходимо учитывать длину прямого и обратного провода, т. е. в оба конца.

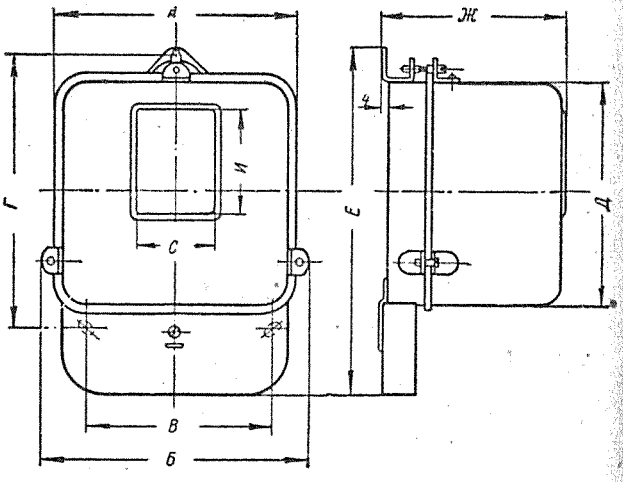


Рис. 146. Установочные размеры однофазного счётчика переменного тока типа Б-1, Б-2 и трёхфазного индукционного счётчика типа И и ИЧ.

Тип прибора	Размеры (в мм)								
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*Ж*	*С*	*И*
Б-1 и Б-2	122 5	116	85	142	115	182	112	50	43
И и ИЧ . .	200	211	152	202	169	256	140	55	75

б) При включении приборов в две фазы расчётная величина принимается равной 1,73 длины в один конец.

в) При включении приборов в три фазы геометрическая сумма токов трёхфазной системы равна нулю, поэтому в обратном проводе, при равномерной нагрузке фаз, тока нет, и длина принимается только как длина в один конец соединительной вторичной цепи.

Трансформаторы напряжения проверяются по суммарной присоединённой мощности всех включённых во вторичную цепь приборов и аппаратов.

Каждый трансформатор напряжения при определённом классе точности допускает определённую предельную нагрузку во вторичной цепи в вольтамперах.

Предельная нагрузка, помимо класса точности, зависит также от суммарного коэфициента мощности во вторичной цепи. Эти данные приводятся для любого трансформатора напряжения в каталогах.

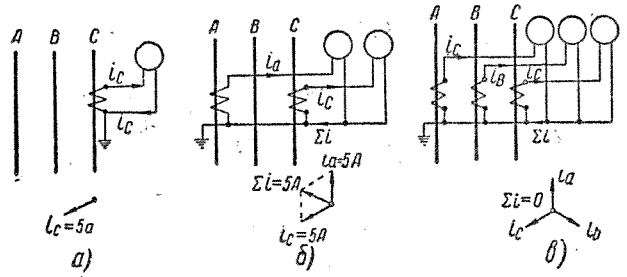


Рис. 147. Схемы включения измерительных приборов через измерительные трансформаторы тока:
а — включение в одну фазу; *б* — включение в две фазы; *в* — включение в три фазы.

При подсчёте суммарной мощности необходимо учесть, что мощности отдельных приборов в вольтамперах не следует складывать арифметически, так как каждый прибор имеет отличный от других приборов коэфициент мощности. Для каждого прибора подсчитывается активная и реактивная мощности по формулам:

$$P_a = P\cos\varphi \qquad (131)$$

и

$$P_p = P\sin\varphi \qquad (132)$$

Затем арифметически суммируются отдельно активные и реактивные мощности приборов, после чего результирующая мощность вторичной цепи трансформатора напряжения определяется по формуле:

$$\Sigma P = \sqrt{(\Sigma P_a)^2 + (\Sigma P_p)^2}. \qquad (133)$$

АППАРАТУРА НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

На щитах электрических установок напряжением 380/220 в все токоведущие части должны быть недоступны для случайного прикосновения под напряжением. Как правило, на станционных щитах ГЭС применяются рубильники с рычажным приводом типа РП-1 (рис. 148).

Переключатели, которые приняты в схемах раздельной работы двух работающих непараллельно генераторов, применяют также с задним приводом типа ПП-1 (рис. 149).

При малой силе тока для напряжений до 500 в используются трёхполюсные рубильники типа РК-1, с кожухом (рис. 150).

В целях соблюдения максимальной экономии аппаратуры, для сельских ГЭС в ряде случаев мо-

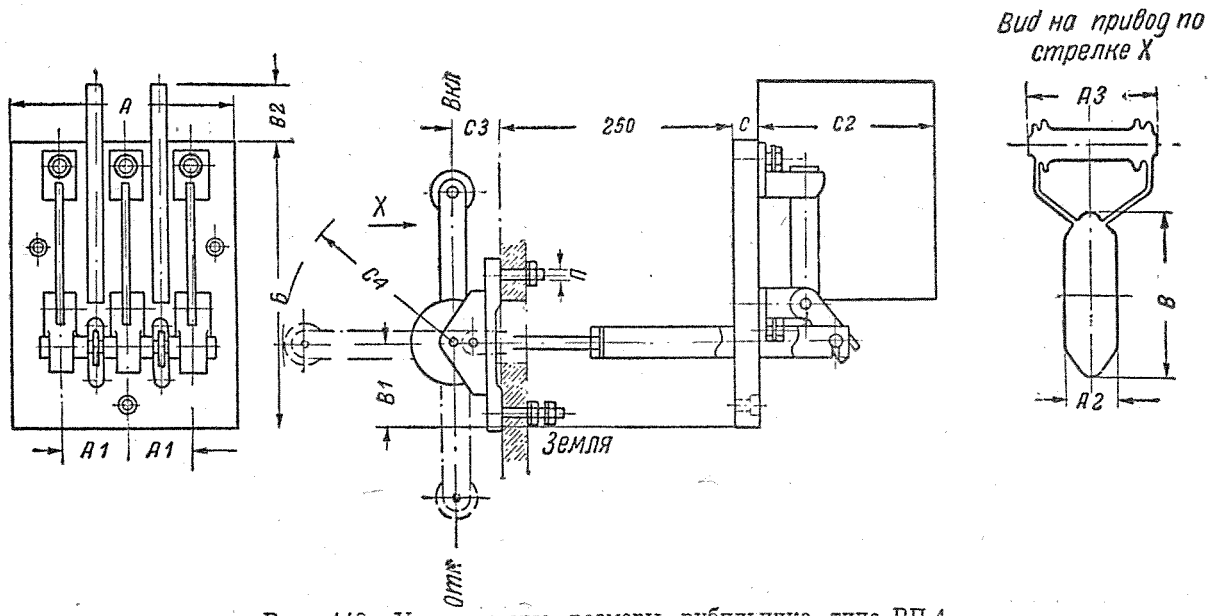


Рис. 148. Установочные размеры рубильника типа РП-1.

гут применяться совмещённые конструкции рубильника и плавкого предохранителя (рис. 151).

При отсутствии рубильников с рычажным приводом, могут применяться рубильники с защитным кожухом. Этот кожух не должен иметь открытой щели, которая часто устраивается для хода рукоятки рубильника.

Такого рода рубильники монтируются на лицевой стороне распределительных щитов, в

отличие от рубильников с приводом, которые монтируются сзади щитов.

Автоматические воздушные выключатели серии А (автоматы) предназначаются для автоматического или дистанционного размыкания цепей постоянного или переменного тока напряжением до 500 в. Автоматическое отключение цепи обычно происходит при: 1) перегрузке сверх допустимых заранее установленных пределов, 2) коротком замыкании и 3) недопустимом снижении или исчезновении напряжения. Органами максимальной и нулевой защиты являются соответствующие реле. Нулевое реле может также служить и для дистанционного отключения автомата. Для этого в цепи нулевой катушки необходимо установить кнопку с нормально замкнутым контактом. Отключающее нулевое реле может быть также использовано для автоматического отключения под действием других реле, установленных вне автомата. Для гидроэлектростанций это имеет значение, например, в случае параллельной работы двух или нескольких агрегатов, когда часто необходимо при авариях защитить генератор от броска тока в него от других генераторов. В таких случаях целесообразна установка реле обратного тока, которое при аварийном состоянии, т. е. при обратном направлении, отключает аварийный генератор.

Для применяемой в сельской электрификации системы напряжения 380/220 в с заземленной нейтралью автоматы должны иметь максимальные реле на каждой фазе. Включение или выключение автомата осуществляется рукояткой или же рычажным приводом в тех случаях, когда автомат устанавливается за щитом. Включающий ручной

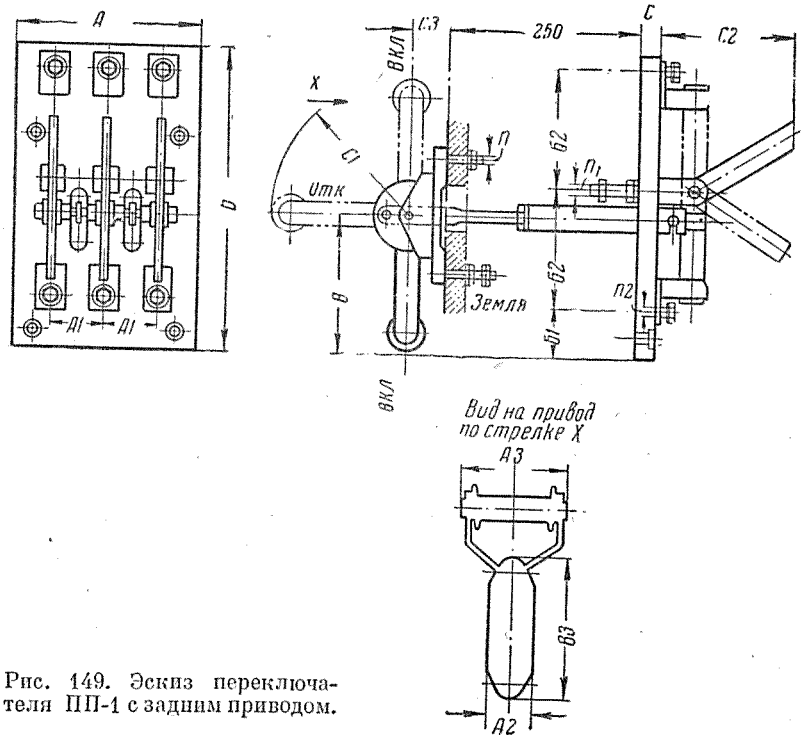


Рис. 149. Эскиз переключателя ПП-1 с задним приводом.

Таблица 82

Рубильник типа РП-1. Габаритные размеры

Размеры (мм) по рис. 148	Номинальный ток (в а)			
	100	200	400	600
А	210	240	370	440
А-1	60	70	80	100
А-2	80	80	80	80
А-3	135	135	135	145
Б	370	300	335	430
В	174	174	174	230
В-1	95	95	95	95
В-2	40	50	60	70
С	20	25	25	25
С-1	180	180	180	225
С-2	145	175	205	280
С-3	51	51	51	65

Таблица 83

Переключатель типа ПП-1. Габаритные размеры

Размеры (мм) по рис. 149	Номинальный ток (в а)			
	200	400	600	1 000
А	240	270	340	420
А-1	70	80	100	120
А-2	80	80	80	80
А-3	135	135	145	145
Б	390	450	580	640
Б-1	72,5	75	80	140
Б-2	147,5	175	235	220
В	180	210	240	295
С	25	25	25	30
С-1	180	180	255	255
С-2	170	205	275	340
С-3	51	51	65	65

механизм автомата выполняется со свободным расцеплением, благодаря которому цепь не включается до устранения ненормальных условий, которые вызвали автоматическое отключение. Главные контакты автоматов разрывают ток в искрогасительной камере с дейонной решёткой. Автоматы выполняются для номинальных токов в 200, 400, 600 и 1500 а. Для сельских ГЭС представляют интерес автоматы первых двух величин А 200-1 на 200 а и А 2020 на 400 а. Катушки максимальных реле автомата А 200-1 изготовляются на номинальные токи 25, 35, 50, 70, 100, 140 и 200 а, для автомата А 2020— на 400 а. Каждый автомат выпускается с тремя откалиброванными точками тока срабатывания, нанесёнными на шкале уставок. Уставка на максимальный ток срабатывания может быть регулируема в пределах от номинального тока до тока, превышающего вдвое номинальный ток. На рисунке 152 приведён эскиз трёхполюсного автомата типа А 200-I в исполнениях управления при помощи рукоятки и при помощи рычажного привода.

Предохранители снабжаются плавкими вставками, защищающими цепь от недопустимых перегрузок и от токов короткого замыкания. Плавкие вставки нормально изготовляются на следующие номинальные токи: 4, 6, 10, 15, 20, 25, 35, 60, 80, 100, 125, 160, 190, 225, 260, 300 и 430 а. В установках напряжением до 500 в применяются пробочные предохранители типа Н, пластинчатые предохранители типа П, трубчатые предохранители типа ПР-1 и SPO. Пробочные предохранители с малой резьбой (миньон) применяются только для напряжений до 250 в и на номинальные токи до 10 а; предохранители с нормальной резьбой — для напряжений до 380 в применимы для токов до 25 а; предохранители с большой резьбой для напряжений до 500 в применимы для токов до 60 а. Наиболее качественными типами предохранителей для станционных щитов ГЭС являются трубчатые предохранители типа ПР-1, которые изготовляются на номинальные токи в 15, 60, 100, 200 и 400 а.

Этот тип предохранителя состоит из твёрдой фибровой трубки, закрытой с обоих концов металлическими колпачками. Пластинчатая плавкая вставка, которая помещается в фибровую трубку, имеет специальную форму, особенности которой заключаются в том, что в ней имеется несколько суженных мест, в которых и происходит перегорание вставки. При перегорании вставки образуется дуга, которая воздействует на фибровые стенки трубки, и из этих стенок начинается бурное выделение газов. Это выделение газов приводит к большому повышению давления в трубке, достигающему нескольких десятков атмосфер. При таком высоком давлении горение дуги затруднено, и она быстро гаснет. Помимо быстроты действия, эти предохранители являются также и токоограничивающими аппаратами, так как сопротивление дуги вследствие повышенного давления увеличивается, а ток короткого замыкания в цепи уменьшается.

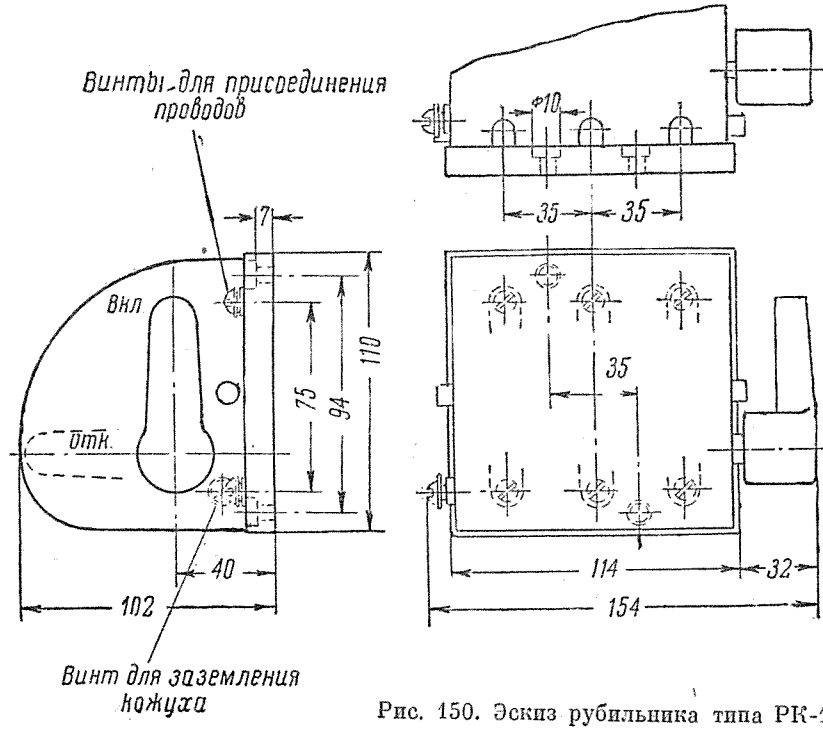


Рис. 150. Эскиз рубильника типа РК-1.

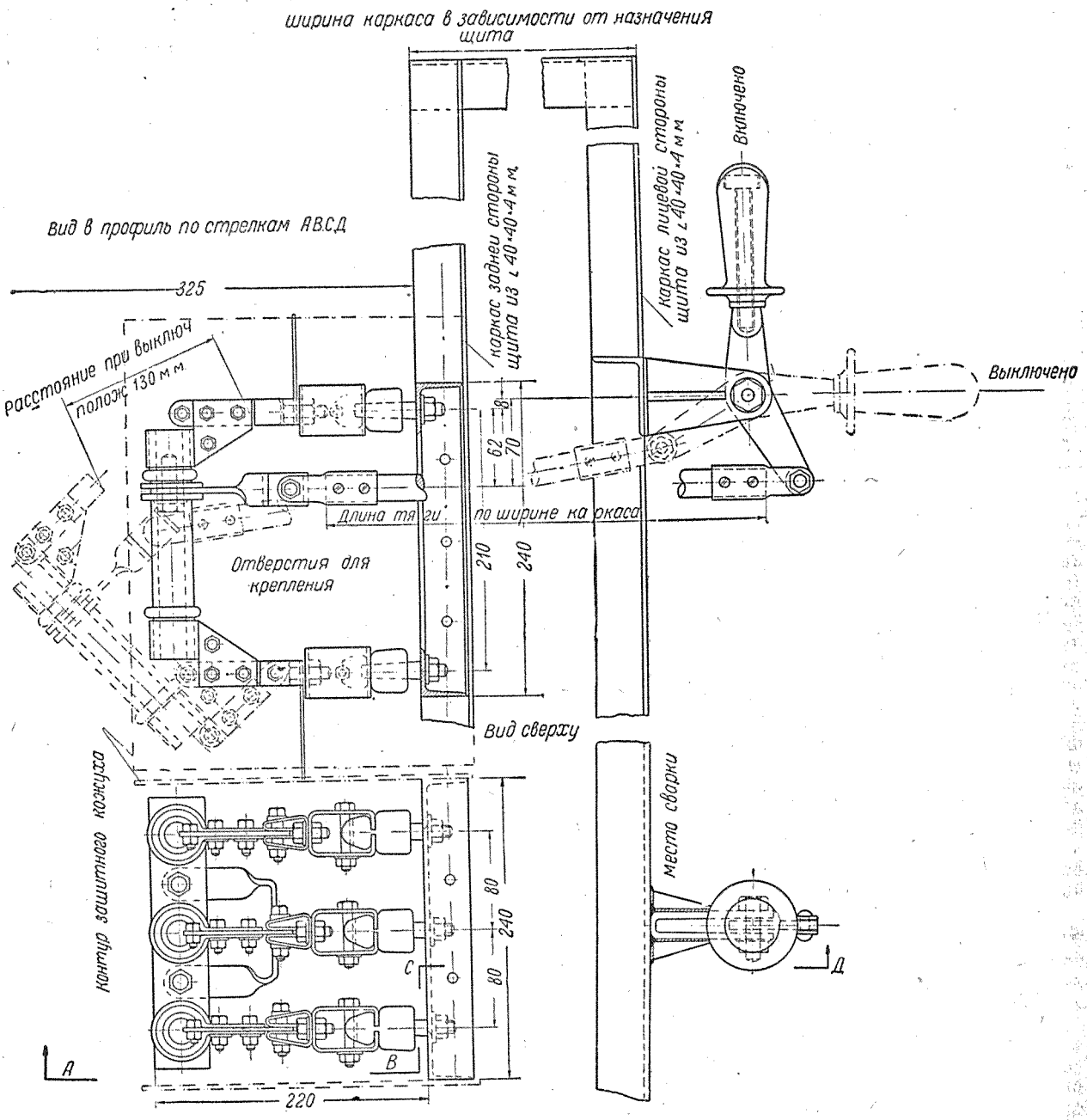
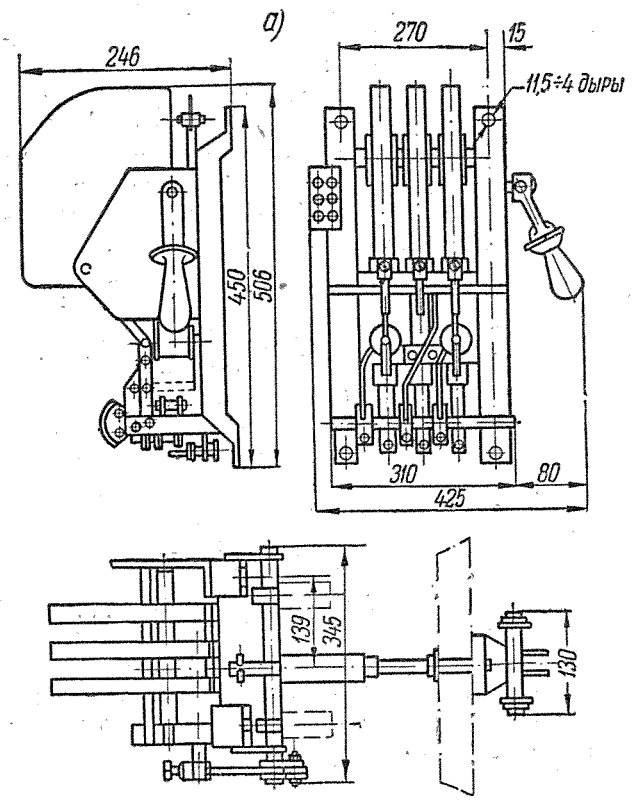


Рис. 151. Совмещённая конструкция рубильника с предохранителем.

ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В сельских электрических установках токи короткого замыкания, возникающие в цепи вследствие нарушения нормального режима, невелики, так как генерирующая мощность таких установок мала, а распределительные элементы установки и линии с железными проводами имеют относительно большое сопротивление. Таким образом, номинальные параметры выбранной по рабочим токам аппаратуры обычно удовлетворяют и аварийным токам короткого замыкания. Однако при увеличении мощности сельских электрических станций, особенно при установке на ГЭС более одного генератора с расчётом на их параллельную работу, при общей мощности станции в 500 и более квт, приходится проверять выбранную аппаратуру по токам короткого замыкания. Особенно это необходимо при проектировании высоковольтной сети по системе с использованием земли в качестве одного из проводов (ДПЗ). Что касается намечающегося развития строительства гидроэлектростанций, работающих параллельно с мощными энергосистемами, то для этих объектов необходимо проверять выбранную аппаратуру по токам короткого замыкания этих систем. Определение токов короткого замыкания для сельских гидроэлектростанций часто необходимо для изолированно работающих станций мощностью 500 и более квт и в тех случаях, когда разрешаются вопросы эффективной грозозащиты всех элементов установки, особенно при определении пределов срабатывания



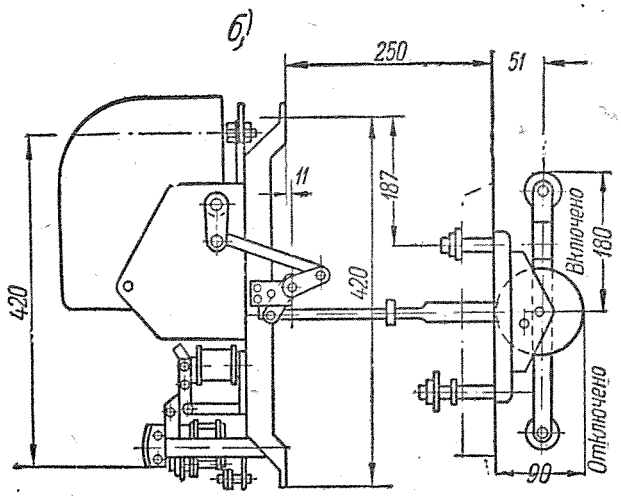


Рис. 152. Эскиз автомата типа А 200-1: *а* — управление рукояткой; *б* — управление рычажным приводом.

линейных трубчатых разрядников. В практике сельской электрификации, вследствие небольших конечных результатов, рекомендуется применять наиболее упрощённые методы расчёта. Произведём конкретный расчёт на базе характерного для сельской электрификации примера проектирования гидроэлектростанции. Все технические термины будут поясняться по ходу расчёта вместе с приведением всех нормативных и справочных данных по затрагиваемому в примере вопросу.

В качестве примера примем сельскую гидроэлектростанцию, на которой установлены две гидротурбины с трёхфазными синхронными генераторами мощностью по 300 ква каждый, напряжением 400/230 в, с возбудителями на общем валу. Напряжение генераторов регулируется от руки шунтовыми регуляторами. Обороты агрегатов поддерживаются постоянными автоматическими регуляторами гидротурбин. Генераторы насажены непосредственно на вал соответствующей турбины и работают параллельно на общие шины. Питание собственных нужд и

близлежащих потребителей производится с шин генераторного напряжения 400/230 в. Электроснабжение района производится с шин высокого напряжения 6 кв.

Число повышающих трансформаторов два, мощностью по 320 ква каждый (рис. 153).

Весь расчёт токов короткого замыкания производим по методу относительных величин в процентах.

Относительный реактанц генератора во всех расчётах по малым ГЭС всегда принимается равным относительному сверхпереходному сопротивлению (реактанцу). Часто в заводских характеристиках машин не приводятся данные о сверхпереходном реактанце; тогда его определяют по следующей формуле:

$$x''_d = x_s + \frac{x'_d - x_s}{1 + 10\,(x'_d - x_s)}, \qquad (134)$$

где x_s — реактанц рассеяния обмотки статора,

x'_d — переходный реактанц.

В тех случаях, когда вообще отсутствуют какие-либо заводские данные, сверхпереходный реактанц может быть принят приближённо в следующих относительных величинах:

Для гидрогенераторов с демпферными обмотками	20%
Для гидрогенераторов без демпферных обмоток	27%
Для мощных турбогенераторов	12,5%
» синхронных компенсаторов	16%

Относительный реактанц трансформаторов принимается равным их относительному напряжению короткого замыкания, которое обозначается на заводских табличках трансформатора. По общесоюзному стандарту напряжение короткого замыкания при напряжении 6 и 10 кв для трансформаторов всех мощностей составляет 5,5%, а при напряжении 35 кв — 6,5% для трансформаторов мощностью до 2 400 ква.

За базисную мощность при расчётах токов короткого замыкания может быть принято любое число киловольтампер, но лучше всегда принимать суммарную мощность генераторов станции (в нашем случае 600 ква). Номинальный ток на шинах 0,4 кв (он же базисный ток) определится по формуле:

$$I_{н.б.} = \frac{P}{1{,}73U}, \qquad (135)$$

где $I_{н.б.}$ — ток в амперах;

P — мощность в ква;

U — напряжение в киловольтах.

Подставляя соответствующие значения, получим:

$$I = \frac{600}{1{,}73 \times 0{,}4} = 870 \text{ а}.$$

Относительный реактанц нескольких параллельно работающих генераторов или трансформаторов при базисной мощности определяется по формуле:

$$x_б = \frac{xP_б}{P_1 + P_2 + P_3 + \ldots}, \qquad (136)$$

где x — относительный реактанц одной машины или трансформатора в %;

$P_б$ — принятая базисная мощность в ква;

P_1, P_2, P_3 и т. д. — номинальная мощность отдельных машин или трансформаторов.

Для нашего случая, принимая, что генераторы имеют демпферные обмотки, x составляет 20% и в переводе на базисную мощность это даёт:

$$x_{б.г.} = \frac{20 \cdot 600}{300 + 300} = 20\%.$$

Аналогично этому относительный реактанц двух параллельно присоединённых трансформаторов составляет:

$$x_{б.т.} = \frac{5{,}5 \cdot 600}{320 + 320} = 5{,}15\%.$$

Расчёт токов короткого замыкания на шинах 0,4 *кв*. Точка *1*.

Для проверки выбранной аппаратуры и решения ряда других технических вопросов проектируемой уетановки в большинстве случаев

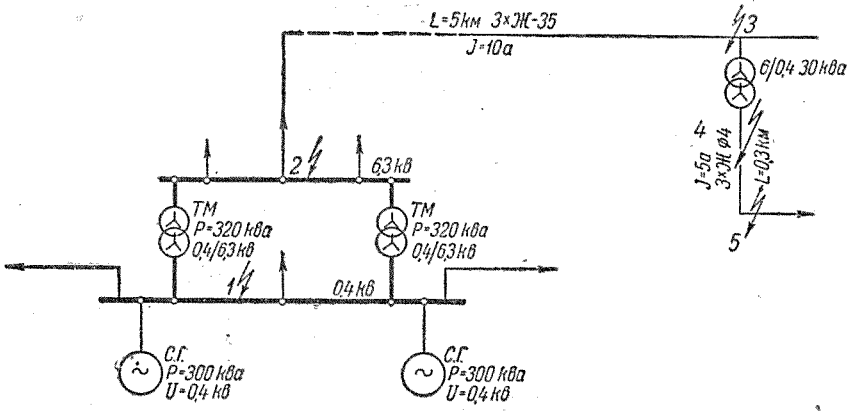


Рис. 153. Схема электроснабжения района от ГЭС с двумя агрегатами по 300 ква.

достаточно определить величины следующих токов короткого замыкания:

I'' — сверхпереходный ток в начальный момент короткого;

I_p — наибольшее действующее значение;

i_p — ударный ток;

$I_{0,25}$ — ток короткого через четверть секунды с момента замыкания;

I_∞ — установившийся ток.

Сверхпереходный ток короткого замыкания в начальный момент определяется с достаточной точностью по формуле:

$$I'' = \frac{1{,}05 \cdot I_{н.\,б.} \cdot 100}{x_б} = 4570 \text{ а.}$$

Наибольшее действующее значение тока короткого замыкания в 1,51 раза больше сверхпереходного тока, т. е.

$$I_p = 4570 \cdot 1{,}51 = 6900 \text{ а.}$$

Для получения ударного т. к. з. сверхпереходное его значение умножается на коэфициенты — 1,8 и $\sqrt{2}$;

$$i_p = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4570 = 11\,600 \text{ а.}$$

Последние два вида т. к. з. — через время 0,25 сек. и установившийся определяются по таблицам или кривым затухания для различного рода машин. В таблице 84 приводятся кратности периодической составляющей трёхполюсного короткого замыкания для генераторов без демпферной обмотки для времени 0,25 сек. и установившегося т. к. з., а в таблице 85 соответствующие значения для генераторов с демпферными обмотками.

Таблица 84

Кратности периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания для генераторов без демпферных обмоток

Расчётный реактанц (в %)	Время в секундах			
	0,25	∞	0,25	∞
	Автоматический регулятор			
	отсутствует		имеется	
27,0	3,65	1,91	3,69	3,34
34,5	2,88	1,695	2,91	2,94
44,5	2.23	1,47	2,255	2,54
54,5	1,83	1,305	1,85	2,22
64,5	1,55	1,17	1,564	1,93
89,5	1,116	0,918	1,124	1,43
114,5	0,873	0,735	0,877	1,135
164,5	0,608	0,552	0,611	0,725
214,5	0,466	0,435	0,468	0,533
264,5	0,378	0,358	0,379	0,421
314,5	0,317	0,304	0,318	0,348
514,5	0,195	0,190	0,196	0,205

Таблица 85

Кратности периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания для генераторов с демпферными обмотками

Расчётный реактанц (в %)	Время в секундах			
	0,25	∞	0,25	∞
	автоматический регулятор			
	отсутствует		имеется	
20,0	3,66	1,91	3,7	3,34
27,5	2,88	1,69	2,91	2,94
37,5	2,23	1,47	2,25	2,54
47,5	1,83	1,30	1,85	2,22
57,5	1,55	1,17	1,56	1,93
82,5	1,12	0,92	1,12	1,43
107,5	0,87	0,73	0,88	1,13
157,5	0,61	0,55	0,61	0,72
207,5	0,47	0,43	0,47	0,53
257,5	0,38	0, 36	0,38	0,42
307,5	0,32	0,31	0,32	0,35
507,5	0,19	0,19	0,20	0,20

В нашем примере кратность трёхфазного короткого замыкания для генераторов с демпферной обмоткой при суммарном относительном реактанце в 20% для момента $t = 0{,}25$ составляет (табл. 85) 3,66, а для времени $t = \infty$ $k = 1{,}91$.

Отсюда $I_{0,25} = I_н \cdot k_{0,25} = 870 \cdot 3{,}66 = 3\,200$ а, установившийся же ток короткого замыкания $I\infty = I_н \cdot k\infty = 870 \cdot 1{,}91 = 1\,670$ а.

Расчёт токов короткого замыкания на шинах 6,3 кв (точка *2*). Переходя к шинам высокого напряжения, прежде всего необходимо пересчитать номинальный базисный ток гидростанции на напряжение 6,3 кв:

$$I_н = \frac{870 \cdot 0{,}4}{6{,}3} = 55 \text{ а.}$$

Суммарный реактанц генераторов и трансформаторов при базисной мощности составит $20 + 5{,}15 = 25{,}15\%$. Все подсчёты т. к. з. на шинах высокого напряжения производятся по тем же методам, что и для низкого напряжения.

Сверхпереходный ток короткого замыкания:

$$I'' = \frac{1{,}05 \cdot 55 \cdot 100}{25{,}15} = 230 \text{ а.}$$

Наибольшее действующее значение т. к. з.:

$$I_p = 1{,}51 \cdot I'' = 1{,}51 \cdot 230 = 348 \text{ а.}$$

Ударный т. к. з. $i_p = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot 230 = 585$ а.

Ток короткого замыкания через время $t = 0{,}25$ сек.

$I_{0,25}=k_{0,25}\cdot I_н$, где k (табл. 85) при $X=25{,}15$ равно примерно 3,0. Отсюда

$$I_{0,25}=55\cdot 3=165\text{ а}.$$

Аналогично этому установившийся т. к. з.: $I_\infty=k_\infty\cdot I_н=1{,}75\cdot 55=96\text{а}$.

При пользовании таблицами и кривыми затухания необходимо учесть, что результирующий реактанц, подсчитанный при базисной мощности, должен быть пересчитан на реактанц при действительной суммарной мощности всех работающих генераторов. В нашем примере мы за базисную мощность приняли суммарную мощность генераторов, и, таким образом, реактанцы совпадают, и пересчёта производить не следует.

Двухполюсное короткое замыкание. Все приведённые выше расчёты относятся к трёхполюсному короткому замыканию. Очень часто необходимо определять т. к. з. и при двухполюсном коротком замыкании, так как токи при двухполюсном затухают медленнее, чем при трёхполюсном, несмотря на то что начальные значения т. к. з. при двухполюсном меньше, чем при трёхполюсном. Это объясняется тем, что при двухполюсном коротком замыкании несимметричная система токов создаёт такой магнитный поток статора, который не весь является размагничивающим. Начальные токи короткого замыкания (сверхпереходный, действующий и ударный) при двухполюсном определяются по соответствующим значениям токов для трёхполюсного к. з. путём умножения этих величин на 0,866. Определение токов переходного режима по кривым или таблицам затухания для двухполюсного короткого замыкания производится следующим упрощённым способом, который вытекает из применения метода симметричных составляющих. Расчётное сопротивление, которое было подсчитано для схемы трёхполюсного к. з. — $X^{(3)}$, удваивается и получается $X^{(2)}$. По этому относительному реактанцу в таблицах или кривых затухания подбирается коэфициент кратности $k^{(3)}$ для трёхполюсного к. з. Умножая эту величину на 1,73, получим соответствующий коэфициент $k^{(2)}$ для случая двухполюсного короткого замыкания. Умножением номинального тока на этот коэфициент получаем искомый ток короткого замыкания для момента времени t по кривым затухания. Переходим к определению токов к. з. при двухполюсном коротком.

Шины низкого напряжения. Сверхпереходный ток:

$$I''^{(2)}=0{,}866\cdot 4570=3950\text{ а}.$$

Наибольшее действующее значение т. к. з.:

$$I_p^{(2)}=0{,}866\cdot 6900=6000\text{ а}.$$

Ударный ток к. з.:

$$i_p^{(2)}=0{,}866\cdot 11600=10000\text{ а}.$$

Ток короткого замыкания при $t=0{,}25$ секунд.

$$X^{(2)}=2\cdot X^{(3)}=2\cdot 20=40\%;$$

при реактанце 40% для трёхполюсного замыкания коэфициент кратности $k^{(3)}=2{,}13$ (определяется интерполированием) или при двухполюсном $k^{(2)}=2{,}13\cdot 1{,}73=3{,}68$. Отсюда:

$$I_{0,25}^{(2)}=3{,}68\cdot 870=3200\text{ а}.$$

Установившийся ток короткого замыкания. $k^{(3)}=1{,}43$; $k^{(2)}=1{,}43\cdot 1{,}73=2{,}48$. Отсюда

$$I_\infty^{(2)}=2{,}48\cdot 870=2160\text{ а}.$$

Шины высокого напряжения

Сверхпереходный ток $I''^{(2)}=0{,}866\cdot I''^{(3)}=$

$$=0{,}866\cdot 230=200\text{ а}.$$

Наибольшее действующее значение т. к. з.

$$I_p^{(2)}=0{,}866\cdot 348=300\text{ а}.$$

Ударный т. к. з.

$$i_p^{(2)}=0{,}866\cdot 585=510\text{ а}.$$

Ток короткого замыкания через $t=0{,}25$ сек.

$$X^{(2)}=2\cdot X^{(3)}=2\cdot 25{,}15=50{,}3\%.$$

По таблице

$$k^{(3)}=1{,}76\text{ или }k^{(2)}=1{,}76\cdot 1{,}73=3{,}04.$$

Отсюда

$$I_{0,25}^{(2)}=3{,}04\cdot 55=168\text{ а}.$$

Установившийся ток короткого замыкания

$$k^{(3)}=1{,}27;\quad k^{(2)}=1{,}27\cdot 1{,}73=2{,}2.$$

Отсюда

$$I_\infty^{(2)}=2{,}2\cdot 55=121\text{ а}.$$

Все произведённые подсчёты токов короткого замыкания сведены в таблицу 86.

Определение токов короткого замыкания в отдалённых точках сети. Линии передачи высокого и распределительные сети низкого напряже-

Таблица 86

Сводная таблица расчётов токов короткого замыкания

Наименование тока короткого замыкания	Обозначение	Величина тока короткого замыкания в амперах при: трёхполюсном к. з.	двухполюсном к. з.
1. Короткое замыкание на шинах низкого напряжения			
Сверхпереходный . . .	I''	4 570	3 950
Наибольшее действующее значение полного тока к. з.	I_p	6 900	6 000
Ударный	i_p	11 600	10 000
Ток через 0.25 сек . .	$I_{0,25}$	3 200	3 200
Установившийся . . .	$I\infty$	1 670	2 160
2. Короткое замыкание на шинах высокого напряжения			
Сверхпереходный . .	I''	230	200
Наибольшее действующее значение	Ip	348	300
Ударный	ip	585	510
Ток через 0.25 сек. . .	$I_{0,25}$	165	168
Установившийся . . .	$I\infty$	96	121

ния от сельских ГЭС почти во всех случаях выполняются стальными проводами. Трансформаторные подстанции оборудуются трансформаторами малой мощности (5—30 ква). Все эти элементы с большими относительными реактанцами, приведёнными к базисной мощности, требуют применения особых методов расчёта токов короткого замыкания. При расчётах ни в коем случае нельзя ограничиваться учётом только реактивного сопротивления, а нужно учитывать и активное сопротивление проводов линий высокого и низкого напряжения.

За исходные расчётные положения принимают длину линии до точки короткого замыкания L км, марку, сечение, или диаметр, проводов, номинальную нагрузку в проводе в амперах, эксплоатационное напряжение в киловольтах, базисную мощность в ква. По кривым или таблицам удельных сопротивлений для стальных проводов подбирают для данных номинальных токовых нагрузок значения удельных активных (R_ω) и внутренних индуктивных ($X_{вн}$) сопротивлений в омах на один километр провода. Внешнее индуктивное сопротивление ($X_{вш}$) подбирается независимо от нагрузок. $X_{вн}$ и $X_{вш}$ суммируются арифметически. Общее базисное относительное реактивное сопротивление линии в процентах ($X_б$) определяется по формуле:

$$X_б = \frac{(X_{вн} + X_{вш}) \cdot L P_{ква.б.}}{U^2 10}. \qquad (137)$$

Аналогично этому базисное активное относительное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R_б = \frac{R_\omega \cdot LP_{ква.\,б}}{U^2 \cdot 10}.$$

Приведённые формулы дают выражения относительных сопротивлений при базисной мощности. Полученные относительные реактивные сопротивления линии суммируются с подсчитанными раньше относительными реактанцами генераторов, трансформаторов и прочих элементов электрической цепи при базисной мощности. Относительные активные сопротивления линий при той же базисной мощности также складываются между собой. Полное результирующее относительное сопротивление определяется по формуле:

$$Z_б = \sqrt{X_б^2 + R_б^2}. \qquad (138)$$

По найденному значению подсчитываются все характерные для данной точки сети токи короткого замыкания по тем же методам, что изложены выше, как для случаев трёхполюсного, так и двухполюсного короткого замыкания. Необходимо учесть, что для удалённых от питательных элементов точек, т. е. когда в цепи участвуют большие относительные сопротивления линий, мелких трансформаторов и т. п., причём общее относительное сопротивление при базисной мощности больше чем 300%, расчёт токов короткого замыкания производится без учёта затухания. В этих случаях все виды т. к. з.: сверхпереходный I'', действующий I_p и установившийся I_∞, а также все промежуточные значения принимаются с достаточной для практики точностью равными между собой. Любой из них определяется по формуле:

$$I'' = I_p = I_\infty = \frac{1{,}05 \cdot I_н \cdot 100}{Z_б}, \qquad (139)$$

где $I_н$ — номинальный базисный ток, а $Z_б$ — полное результирующее сопротивление при базисной мощности.

По изложенным методам произведём расчёт т. к. з. для точки *3* (см. рис. 153). От шин 6,3 кв отходит линия с номинальным напряжением 6 кв со стальными многожильными проводами сечением 35 мм² с номинальной нагрузкой 10 а. Точка короткого замыкания находится вблизи от подхода к понижающему трансформатору и на расстоянии в 5 км от ГЭС.

По таблицам для проводов Ж-35 при нагрузке в 10 а — внутреннее индуктивное сопротивление $X_{вн} = 1{,}06$ ом/км, активное $R_\omega = 3{,}87$

ом/км, а внешнее индуктивное $X_{вш} = 0{,}352$ ом/км.

Относительное реактивное сопротивление при базисной мощности составит:

$$X_б = \frac{(1{,}06 + 0{,}352) \cdot 5 \cdot 600}{6^2 \cdot 10} = 11{,}8\%.$$

То же — активное:

$$R_б = \frac{3{,}67 \cdot 5 \cdot 600}{6^2 \cdot 10} = 32{,}2\%.$$

Выше было подсчитано, что для генератора и повышающих трансформаторов реактивные сопротивления составляют соответственно $X_{б.г.} = 20\%$ и $X_{б.т.} = 5{,}15\%$. Суммарное эквивалентное реактивное сопротивление $X_{э.б.} = 20 + 5{,}15 + 11{,}8 = 36{,}95\%$. Полное результирующее сопротивление в относительных величинах составит:

$$Z_{э.б.} = \sqrt{36{,}95^2 + 32{,}2} = 49\%.$$

Сверхпереходный ток короткого замыкания определится из формулы:

$$I'' = \frac{1{,}05 \cdot I_{н.б.} \cdot 100}{Z_{э.б.}} = \frac{1{,}05 \cdot 55 \cdot 100}{49} = 118 \text{ а}.$$

Вычисления всех других характерных т. к. з. производятся в полной аналогии с подсчётами, которые были произведены для точек схемы *1* и *2* по тем же формулам и таблицам затухания.

Переходя к определению т. к. з. для точки *4* схемы, необходимо вычислить реактанц при базисной мощности трансформатора 6/0,4/0,23 кв мощностью 30 ква. Напряжение короткого замыкания этого трансформатора $E_k = 5{,}5\%$.

В пересчёте на базисную мощность это даёт:

$$X_{б.т.} = \frac{5{,}5 \cdot 600}{30} = 110\%.$$

Суммарная реактивность всех элементов цепи:

$$X_{э.б.} = 20 + 5{,}5 + 11{,}8 + 110 = 146{,}95\%.$$

Полное результирующее сопротивление:

$$Z_{э.б.} = \sqrt{146{,}95^2 + 32{,}2^2} = 150\%.$$

Сверхпереходный ток на выводных низкого напряжения трансформатора понижающей подстанции:

$$I'' = \frac{870 \cdot 1{,}05 \cdot 100}{150} = 610 \text{ а}.$$

Наконец, представляет очень большой интерес для сельских электроустановок определить величину тока короткого замыкания в отдалённой точке воздушной сети низкого напряжения, осуществлённой сплошным железным проводом. Ввиду больших значений суммарной эквивалентной относительной величины сопротивления в этих случаях достаточно определить одну из величин т. к. з., так как затухание никакой роли не играет. Примем расчётную точку *5*, отстоящую от понижающей подстанции на 0,3 км, при воздушном проводе Ж-4 мм. Номинальный ток нагрузки принимаем в 5 а при расчётной допустимой потере напряжения около 10% (подсчитано по номограмме, см. рис. 192). Активное сопротивление одного км провода Ж-4 мм при нагрузке 5 а составляет 14,87 см. Реактивным сопротивлением пренебрегаем. Относительное активное сопротивление при базисной мощности составляет:

$$R_б = \frac{0{,}3 \cdot 14{,}87 \cdot 600}{0{,}4^2 \cdot 10} = 1\,670\%.$$

Суммируем эту величину с подсчитанным выше относительным активным сопротивлением высоковольтной линии $1\,670 + 32{,}2 = 1\,702{,}2\%$.

Полное результирующее сопротивление:

$$Z_{э.б.} = \sqrt{1702{,}2^2 + 146{,}95^2} = 1\,710\%.$$

Ток короткого замыкания (незатухающий) составит:

$$I'' = \frac{1{,}05 \cdot 870 \cdot 100}{1\,710} = 54{,}5 \text{ а}.$$

Как видно из указанного расчёта, ток короткого замыкания в точке низковольтной сети, питающейся от ГЭС сравнительно большой мощности, очень невелик и фактически будет ещё меньше, так как при расчёте мы не учли реактивность проводов и увеличение сопротивления проводов при протекании больших токов, что характерно для железных проводов.

ГЛАВА XVI

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГЭС И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

★

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИОННЫЕ ЩИТЫ

Вся коммутационная аппаратура электростанции с генераторами низкого напряжения устанавливается на станционном распределительном щите. Каркас щита в большинстве случаев выполняется из углового железа. Основные панели щита чаще всего изготовляются из листового железа толщиной в 2—3 мм или, реже, из изолирующего материала — мрамора или шифера толщиной в 20—30 мм. Принимая во внимание, что на сельских ГЭС обычно принимается система напряжения 380/220 в с заземлённой нейтралью, все токоведущие части не должны быть доступны для случайного прикосновения. Рубильники устанавливаются сзади щита на каркасе, а на лицевую сторону выносятся рычажные приводы. В случае применения рубильников с защитным кожухом они устанавливаются на лицевой стороне панели. Плавкие предохранители, как правило, устанавливаются на задней стороне щита. На лицевой стороне могут устанавливаться только винтовые закрытые фарфоровые предохранители. Измерительные приборы для постоянного контроля — амперметры, вольтметры — устанавливаются на лицевой стороне щита. Счётчики могут размещаться сзади щита или вне его. Сборные шины монтируются на опорных или ребристых изоляторах в верхней части каркаса. Основным материалом для шин в подавляющем большинстве случаев служит полосовое железо. Расстояние между шинами выбирается в пределах от 150 до 200 мм. Распределительный щит обычно устанавливается вдоль стены, причём между стеной и токоведущими частями должен быть обеспечен проход не менее одного метра. На рисунке 154 дана конструкция однопанельного щита с железной панелью для небольшой ГЭС с одним генератором мощностью до 30 ква и двумя низковольтными отходящими фидерами. Один из фидеров может питать пристанционную повышающую подстанцию. Схема электрических соединений щита приведена на рисунке 155.

По соображениям механической прочности, независимо от тока нагрузки, рубильники предусмотрены на силу тока не менее 60 а. Шунтовой реостат для ручного регулирования напряжения устанавливается сзади щита, с выводом маховичка управления на лицевую сторону. Передача на реостат от валика маховичка осуществляется обычно цепью Галля (велосипедной) с двумя звёздочками — шестерёнками. Контрольно-измерительные приборы в виде амперметров и вольтметра с переключателем предусматриваются только для цепи генератора. Вместо трёх амперметров можно обойтись одним, но в этом случае необходимо периодически проверять равномерность нагрузки по фазам переносным прибором или клещами Дитца. В цепи возбуждения почти во всех случаях достаточна установка амперметра для постоянного тока типа МН или переменно-постоянного — типа ЭН. В цепи возбуждения могут применяться такие же приборы, но с уменьшённым диаметром.

На рисунке 156 приведена конструкция двухпанельного распределительного щита для одноагрегатной ГЭС мощностью до 140 ква. Здесь вместо генераторного рубильника применён воздушный автомат типа А 200-1 (см. рис. 105), с тремя катушками максимальной защиты. Рычажный привод его, помещённый с правой стороны панели № 2, по внешнему виду ничем не отличается от рычажных приводов рубильника.

Для гидроэлектростанций самой малой мощности, сооружаемых на базе использования действующих водяных мельниц, очень часто располагаемая площадь машинного зала настолько мала, что весьма затруднительно в нём разместить распределительный щит нормальной конструкции. В этих случаях рекомендуется к применению щит прислонного или подвесного типа упрощённой конструкции. На рисунке 157 изображён прислонный щит. На каркасе из углового железа и панели из железного листа установлены трёхполюсные рубильники с приводами, амперметры, вольтметр, счётчики, измерительные трансформаторы тока, предохранители и шунтовой регулятор. Смена предохранителей производится с лицевой стороны щита панели через прорезь, нормально закрытую сетчатой дверцей. На рисунке 158 показан подвесной щит управления одноагрегатной ГЭС. Приборы крепятся на железной листовой панели; рубильники с предохранителями собираются в виде отдельных стандартных моторных щитков на мраморных досках. Они могут быть также смонтированы и на общей сплошной панели из изолирующего материала. Все соединения производятся за щитом гибким изолированным проводом. Счётчик и выключатели с предохранителями устанавливаются отдельно на стене вблизи панели щита управления.

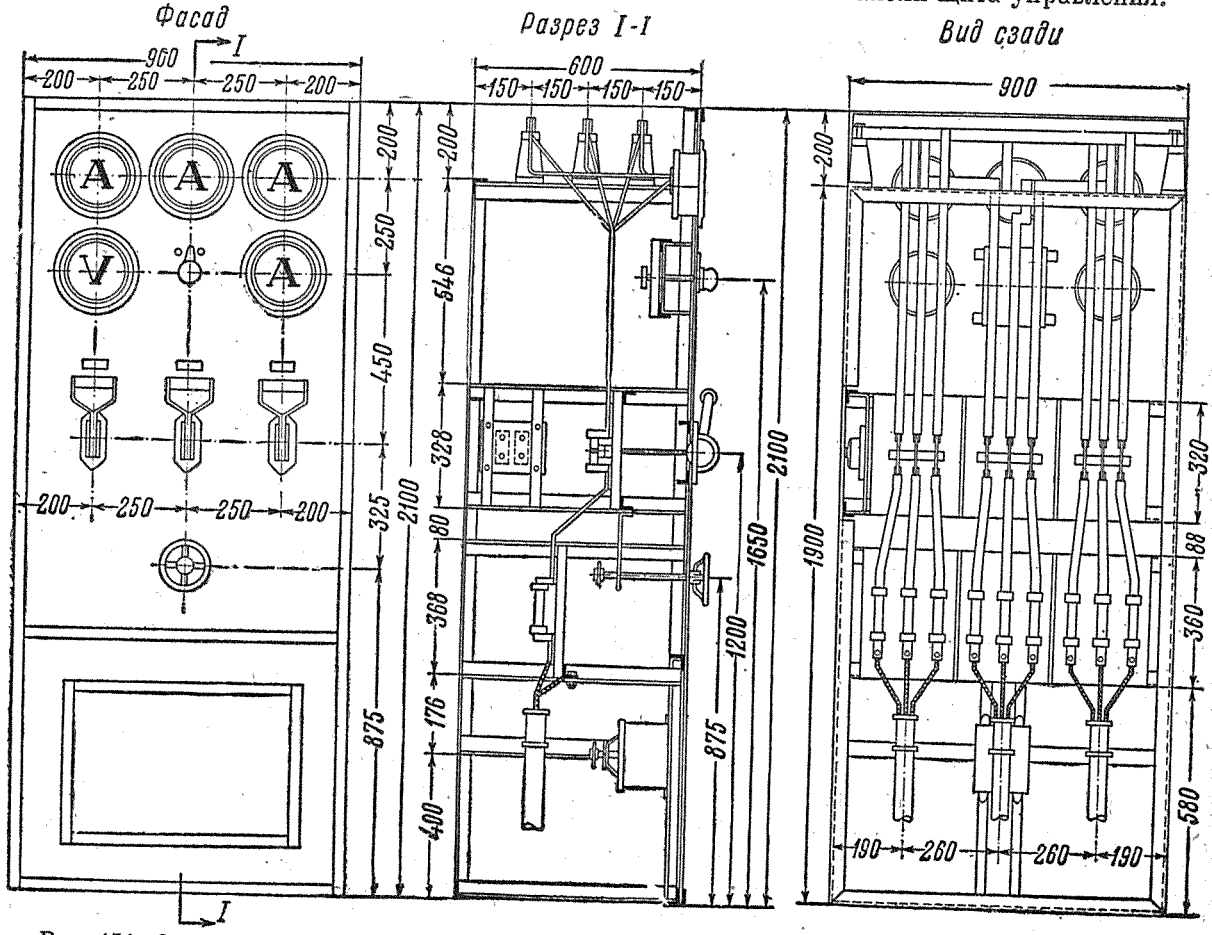


Рис. 154. Однопанельный распределительный щит для одноагрегатных ГЭС мощностью до 30 ква.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

На гидроэлектростанциях с высоковольтными генераторами распределительное устройство монтируется внутри здания станции, причём, в зависимости от типа применяемой высоковольтной аппаратуры, оно может быть размещено либо в самом машинном зале либо в смежной с ним специальной пристройке. Если применяются аппаратура не опасная в отношении

взрыва (разъединители мощности, предохранители с кварцевым наполнением) или масляные выключатели с малым объёмом масла (ВМ-6, ВМГ-22, ВМГ-32), то вполне целесообразно разместить распределительное устройство в самом машинном зале за сетчатым ограждением. При установке масляных выключателей типа ВМ-16, распредустройство размещается вдоль наружной стены машинного зала, причём взрывная камера масляного выключателя должна быть изолирована от зала и иметь выход только наружу. Высоковольтные распределительные устройства на сельских ГЭС выполняют во всех случаях только с одной системой сборных шин. Ширина коридора управления при однорядном расположении камер должна быть не меньше 1,2 м, а при двухрядном 1,8 м. Расстояние между голыми проводами или частями аппаратуры, находящимися под напряжением, а также между токоведущими частями и землёй (стенами или заземлёнными конструкциями), должно быть не меньше 7 см при напряжении до 3 кв, 10 см при напряжении до 6 кв и 12 см при напряжении до 10 кв. Ширину ячеек распределительного устройства рекомендуется принимать в 1 500 мм между осями перегородок или около 1 380 мм в свету.

Глубина ячеек — около 1 300 мм. За исключением камер масляных выключателей, распределительное устройство может быть выполнено из полусгораемых материалов (штукатурка по дереву).

На гидроэлектростанциях с низковольтными генераторами повышающие подстанции большей частью устраиваются наружными. В некоторых случаях при более крупных мощностях и при необходимости применять на высоковольтных отходящих фидерах масляные выключатели или разъединители мощности снаружи устанавливаются только повышающие трансформаторы, а всё распредустройство устраивают закрытым. На рисунке 159 показана конструкция повышающей подстанции мощностью до 100 ква с одним отходящим высоковольтным фидером. Как видно из чертежа, на отходящем фидере установлен только предохранитель, а разъединитель отсутствует. В этом случае без него можно обойтись без всякого ущерба для эксплоатации, так как снятие напряжения для осмотра или ревизии линии или смены плавких вставок предохранителя производится при отключении рубильника на низковольтном распределительном щите станции и второго контрольного рубильника, установленного в подстанционном ящике низкого напряжения.

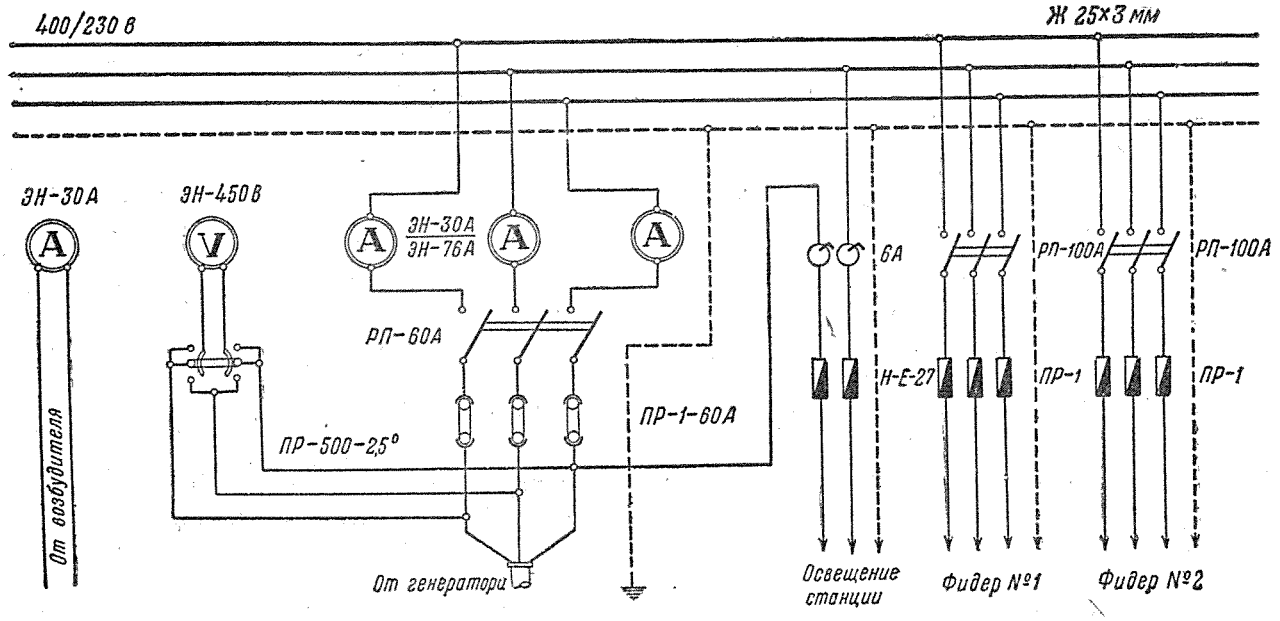


Рис. 155. Схема коммутации щита ГЭС до 30 ква.

На рисунке 160 приводится конструкция более мощной открытой повышающей подстанции до 180 ква с двумя отходящими фидерами. Здесь отходящие фидера управляются только разъединителями и защищаются предохранителями.

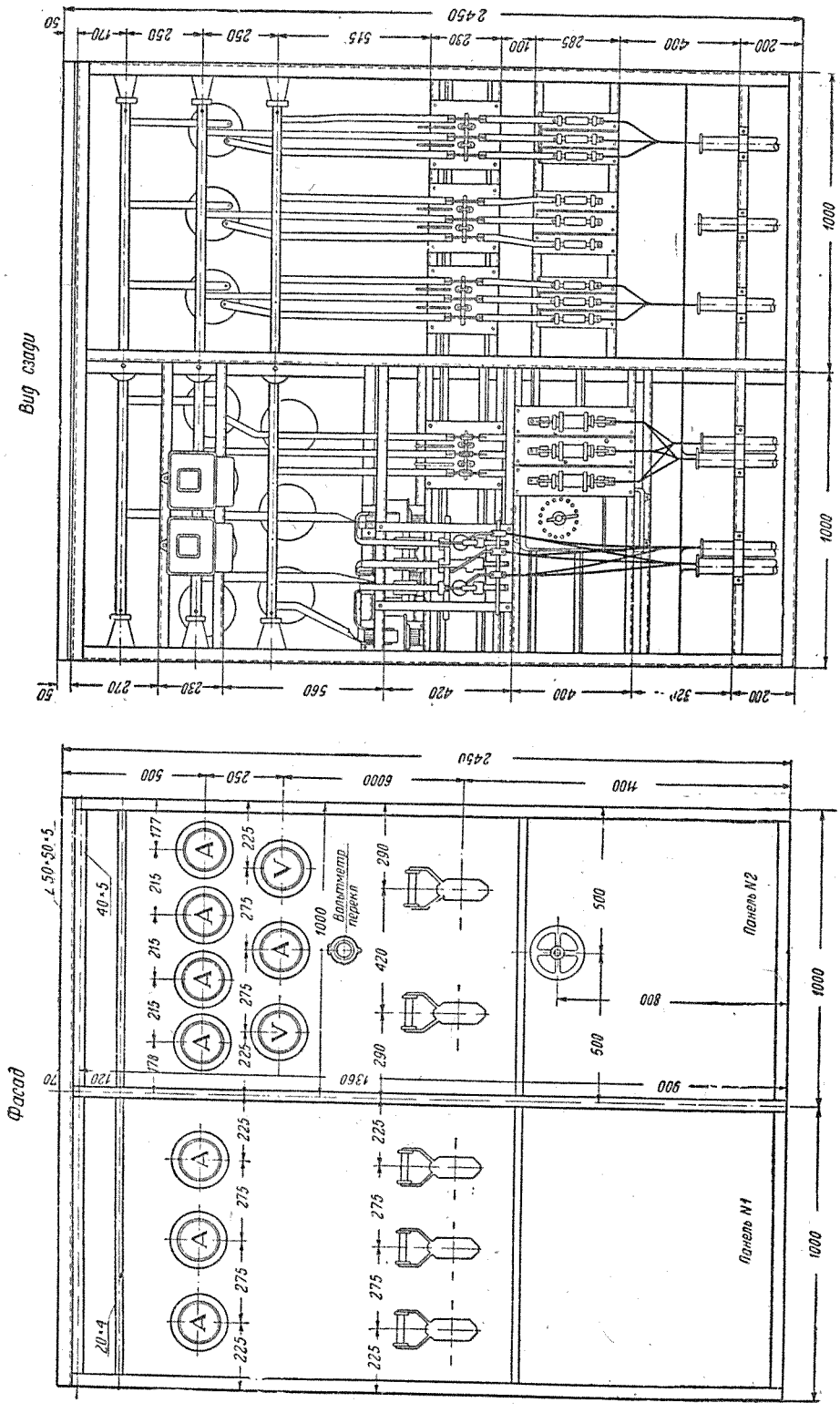


Рис. 156. Двухпанельный распределительный щит для ГЭС с одним агрегатом мощностью до 140 ква.

Оперирование разъединителями производится только при отключённом трансформаторе рубильником с низковольтной стороны. Трансформатор вследствие значительного веса устанавливается на земле на фундаменте.

При сооружении более мощных ГЭС с низковольтными генераторами и повышающими трансформаторами и необходимости иметь возможность управлять каждым фидером в отдельности без снятия напряжения с шин высокого напряжения, необходимо на каждом фидере устанавливать либо масляный выключатель либо разъединитель мощности. Эти аппараты для напряжений 6 и 10 кв изготовляются только в исполнении для внутренней установки, поэтому само распределительное устройство должно быть обязательно закрытым. Силовые трансформаторы, конечно, и в этом случае должны устанавливаться снаружи. На рисунке 161 приведены план, фасад и один из разрезов повышающей подстанции и закрытого распредустройства ГЭС с двумя низковольтными генераторами мощностью до 500 ква каждый, работающими параллельно на общие шины. Два повышающих трансформатора также работают параллельно

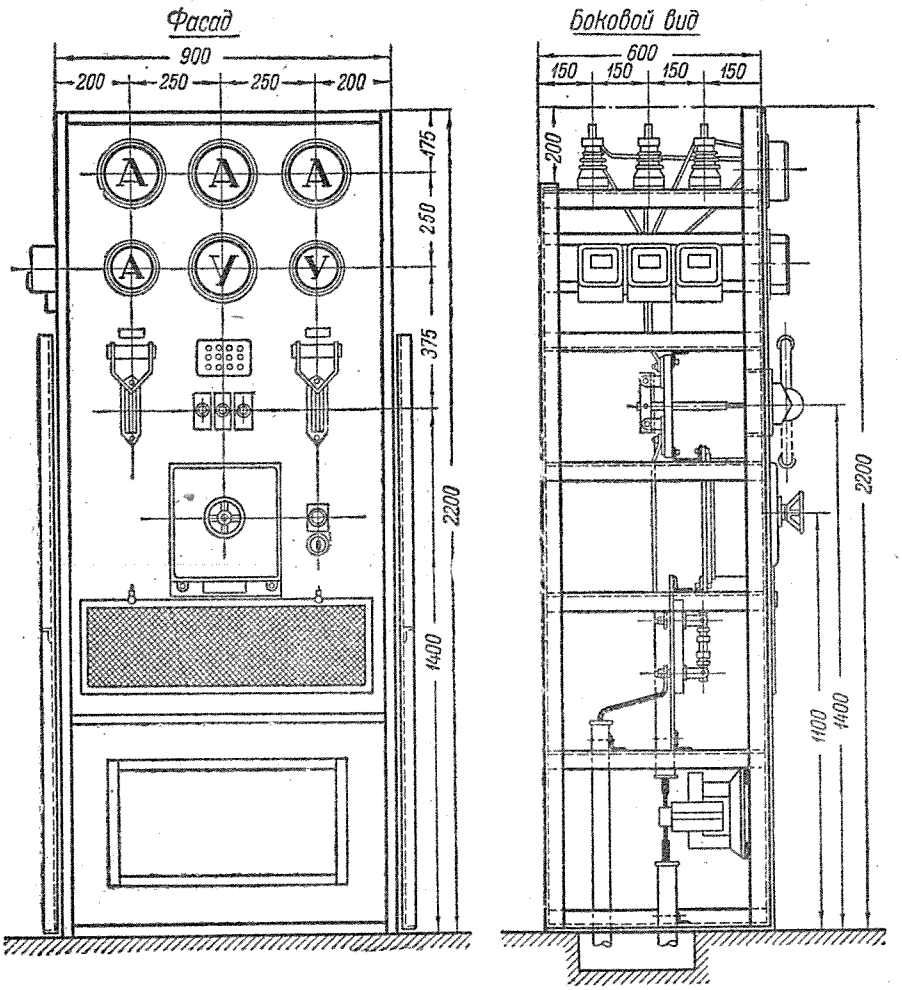


Рис. 157. Прислонный щит для одноагрегатной ГЭС.

на шины высокого напряжения. Распределительное устройство размещается в торце машинного зала ГЭС и отделяется от него перегородкой высотою 2 200 мм. Общая высота машинного зала составляет 5 м. Шины, разъединители и линейные выводы хорошо видны из машинного зала. Масляные выключатели (ВМ-16) пол-

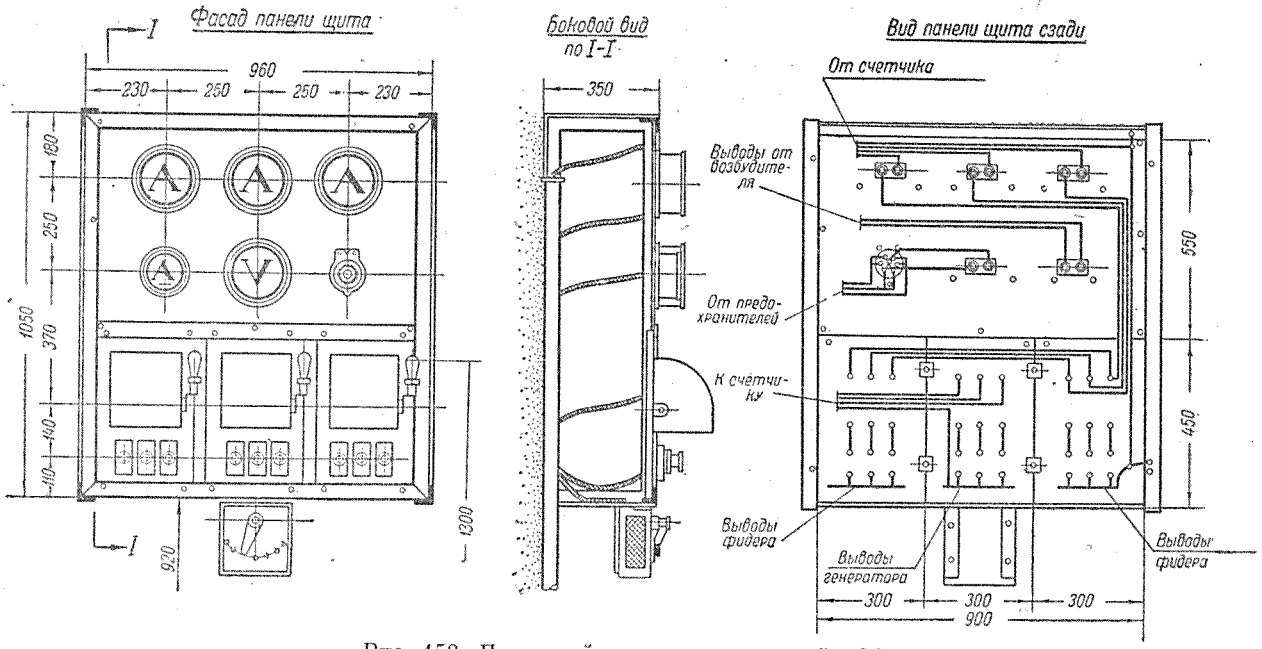


Рис. 158. Подвесной щит одноагрегатной ГЭС.

ностью изолированы от остального пространства машинного зала и помещены во взрывные камеры с выходом наружу. Панели щита низкого напряжения для управления генераторами и собственными нуждами ГЭС расположены в одной плоскости с фасадной перегородкой распредустройства, на которой расположены автоматические коробки масляников, приводы к разъединителям и вольтметры контроля изоляции. Таким образом, всё управление станцией сосредоточено в одном месте.

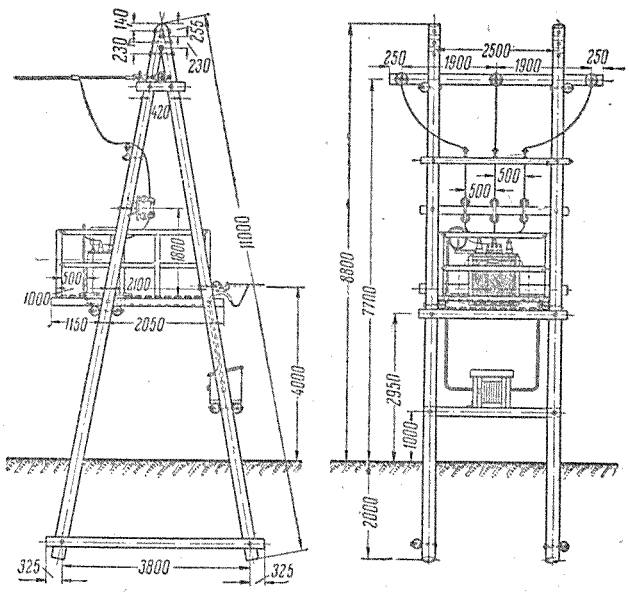
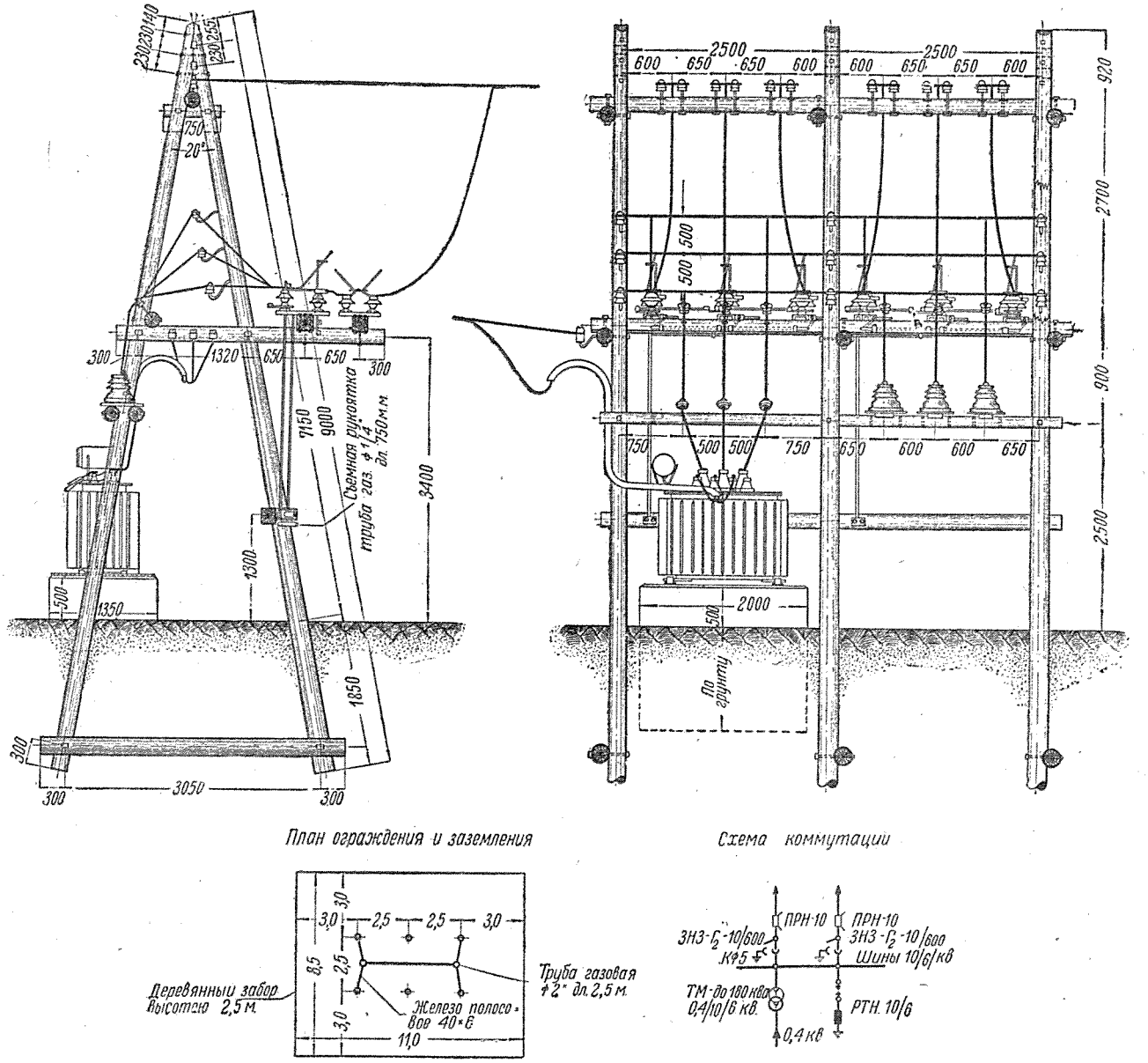


Рис. 159. Повышающая мачтовая подстанция мощностью до 100 ква.

Трансформаторы устанавливают на открытой площадке возле стены распределительного устройства. Питание трансформатора с низкой стороны производится кабелем.

В связи с рассмотренными в главе «Коммутационная аппаратура» новейшими упрощёнными конструкциями некоторых видов аппаратов, разработанными Всесоюзным электротехническим институтом и представляющими большой интерес для сельской электрификации, ниже приводятся конструкции основных элементов распределительных устройств для гидроэлектростанций, особенно с высоковольтными генераторами. На рисунке 162 даны основные разрезы ячейки генераторного или отходящего фидера с масляным выключателем горшкового типа ВМГ-22 (32) с автоматическим ручным приводом РБА. Выключатель не требует помещения во взрывную камеру и может быть расположен вместе со всем распредустройством в торце машинного зала. Кабельный вывод для фидерной ячейки имеет направление, как указано в разрезе *1—1*; для генераторной ячейки направление кабеля должно быть из-

менено на обратное в сторону машинного зала. Фидерные ячейки могут быть оборудованы разъединителем мощности, обычным разъединителем и предохранителем. Последнее может иметь место во всех случаях, когда фидерная нагрузка не превышает 5 а, или когда допустимо снимать напряжение с шин высокого напряжения ГЭС другим аппаратом. На рисунке 163 дана конструкция установки в фидерной ячейке выключателя типа ВМ-16 или ВМ-22 с автоматической коробкой КАМ и первичным реле. Масляник устанавливают во взрывной камере с выходом наружу. Общая ширина ячейки увеличивается почти вдвое, нежели при установке горшкового масляника, так как вывод или ввод осуществляется из соседнего отделения ячейки.



План ограждения и заземления — Схема коммутации

Рис. 160. Повышающая открытая подстанция мощностью до 180 ква.

Понижающие подстанции в сельском хозяйстве применяются обычно в виде мачтовых (столбовых) открытых подстанций для установки на них трансформаторов мощностью от 5 до 100 ква

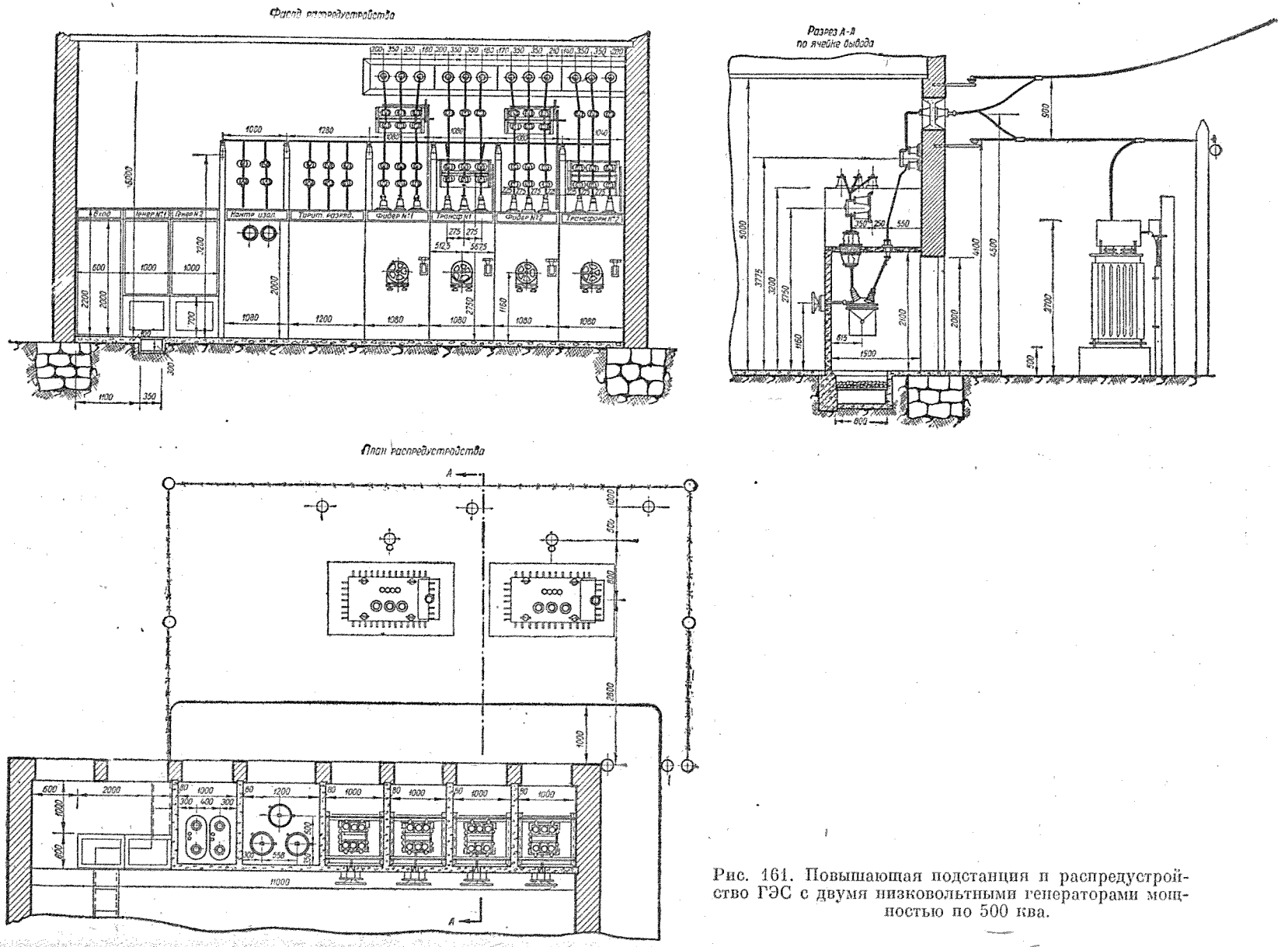


Рис. 161. Повышающая подстанция и распредустройство ГЭС с двумя низковольтными генераторами мощностью по 500 ква.

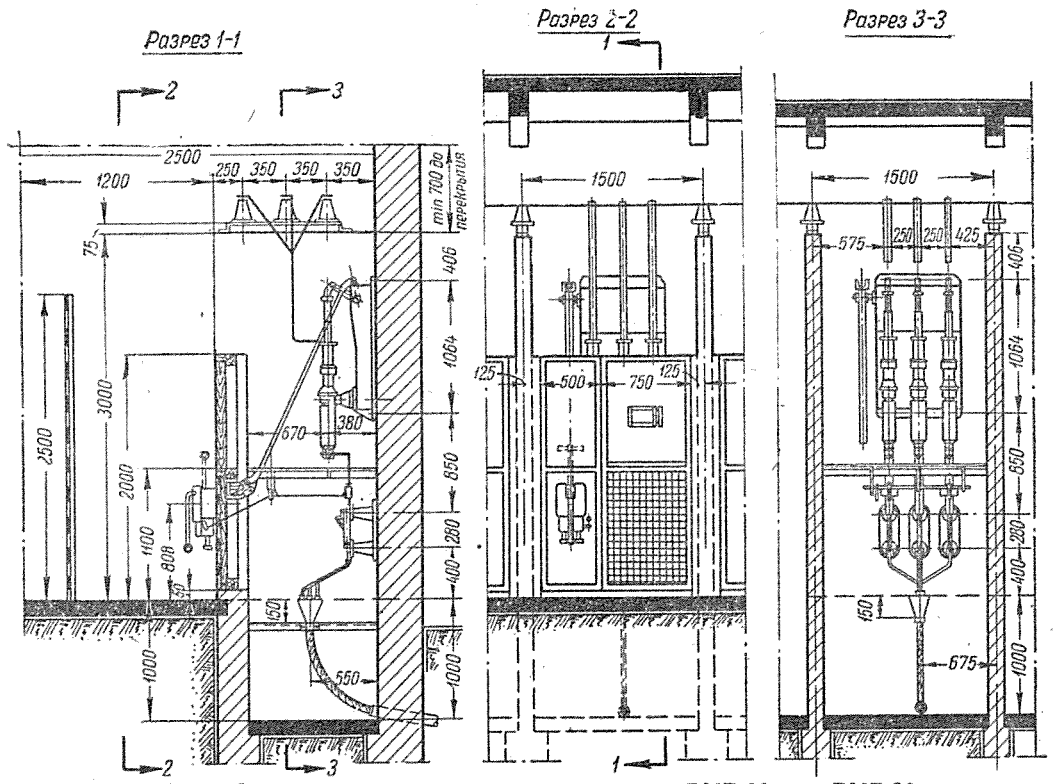


Рис. 162. Ячейка, оборудованная масляным выключателем ВМГ-22 или ВМГ-32 с автоматическим ручным приводом РБА.

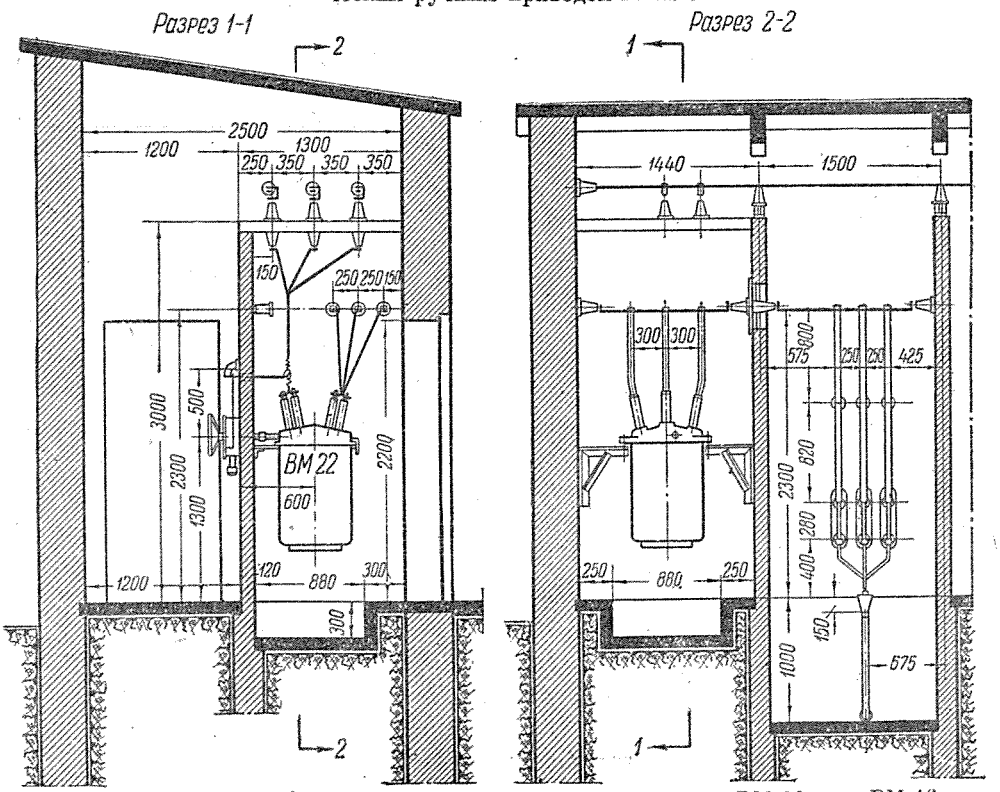


Рис. 163. Ячейка, оборудованная масляным выключателем ВМ-22 или ВМ-16 и первичным реле.

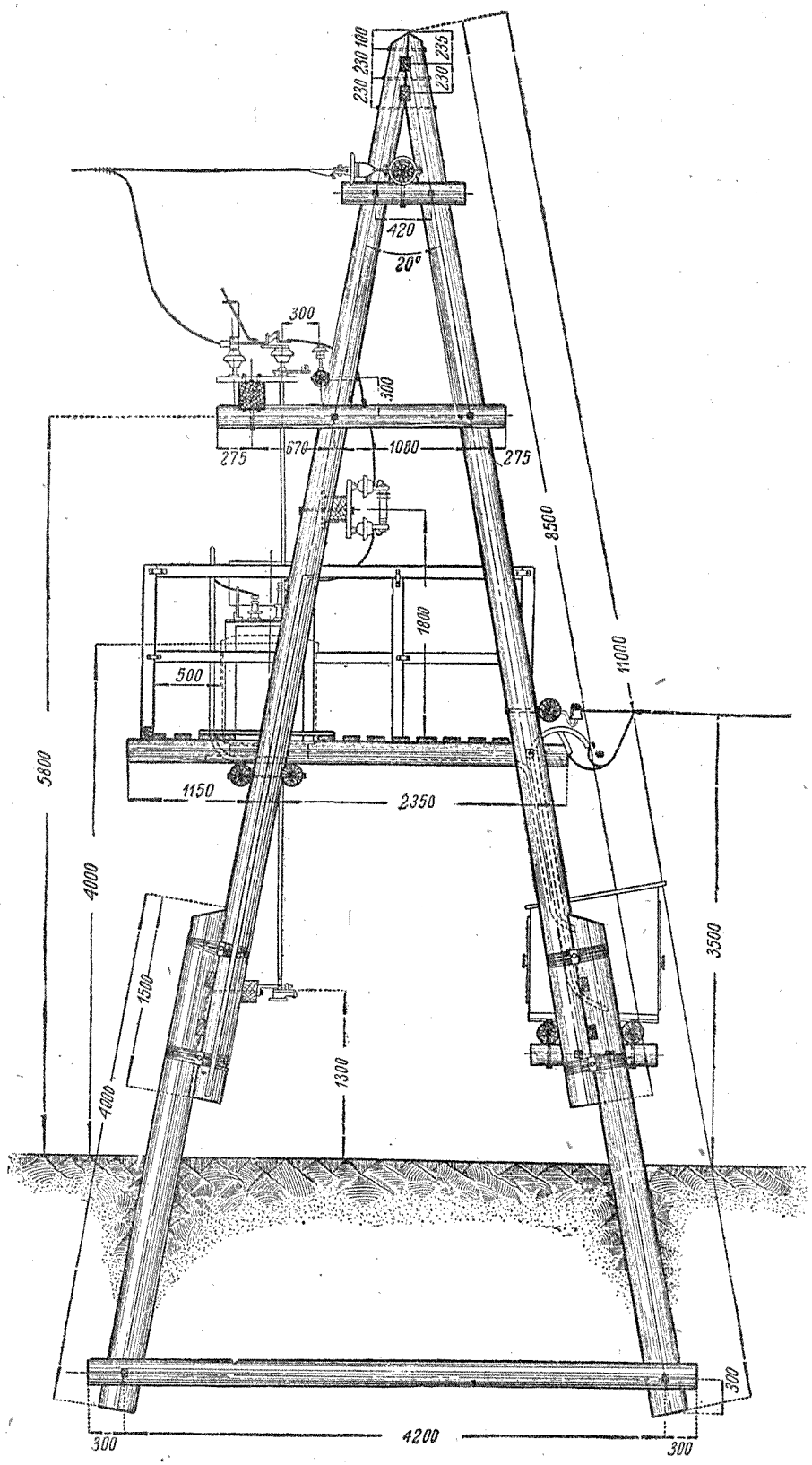


Рис. 164. Трансформаторная мачтовая подстанция до 100 ква.

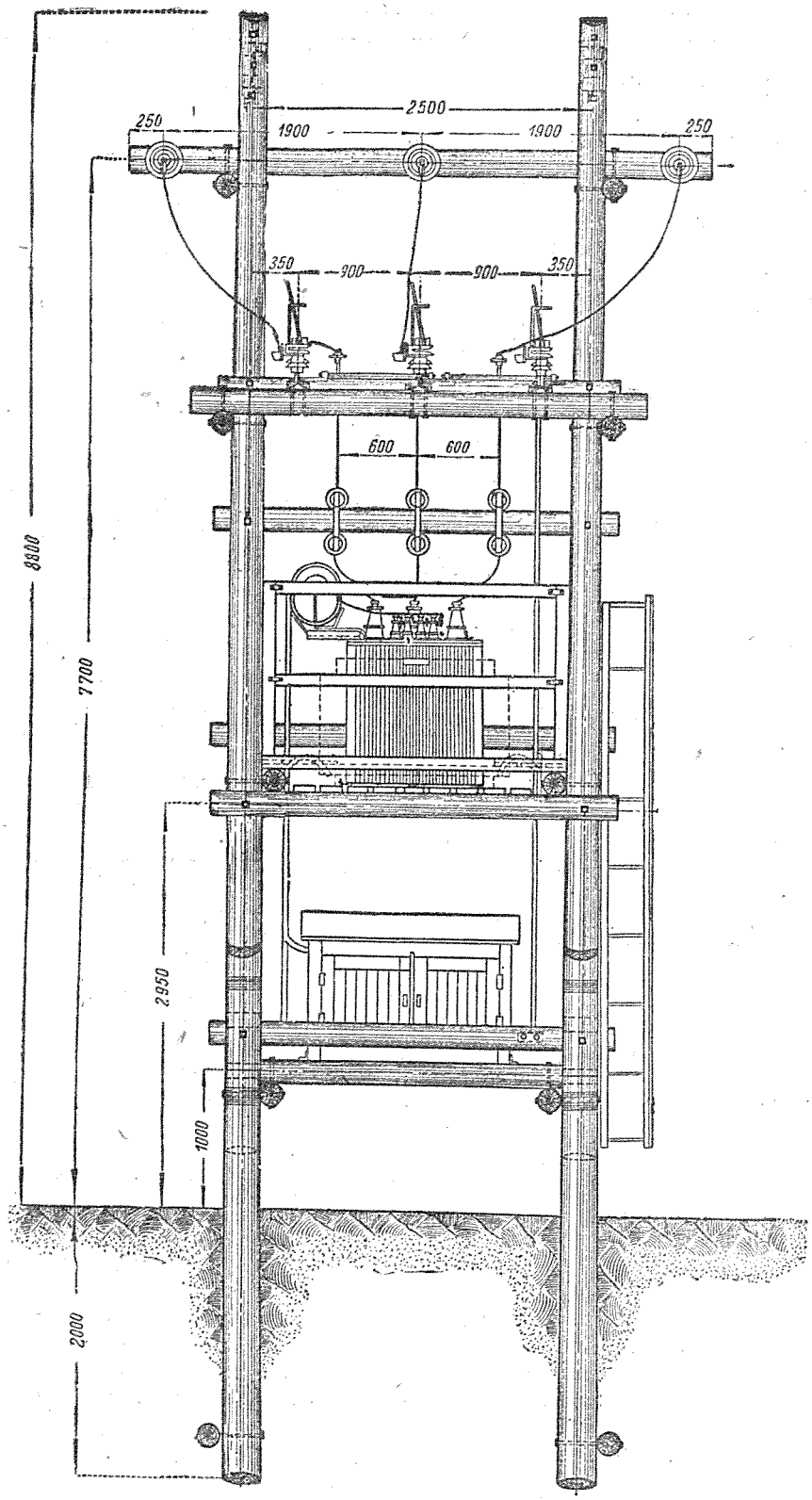


Рис. 164. (Продолжение.) Проэкция на вертикальную плоскость.

(рис. 164). С высокой стороны они рассчитаны на напряжение 6 или 10 кв. С низкой стороны — на 400/230 в. На специальной площадке подстанции устанавливается силовой трансформатор, разъединитель, высоковольтные трубчатые предохранители, соответствующая аппаратура для защиты от атмосферных перенапряжений. На более низко расположенной поперечине устанавливается деревянный ящик со щитом низкого напряжения. На щите расположена основная коммутационная аппаратура для управления и контроля за фидерами низкого напряжения: рубильники, предохранители и иногда счётчики. В случае осуществления централизованного управления фонарями наружного освещения населённого пункта, здесь же устанавливается ещё один рубильник. Освещение щита производится специальной лампой, которая помещается внутри ящика. Типовые низковольтные щиты трансформаторных подстанций приведены на рисунке 165. При электрификации сельскохозяйственных объектов применяются иногда комплектные низковольтные щиты в железном кожухе. Вольтметр на щите подстанции можно не устанавливать; напряжение может быть измерено переносным прибором.

Для питания сезонных сельскохозяйственных нагрузок (молотилок, насосов орошения и т. п.) иногда применяют передвижные трансформаторные подстанции.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СЕЛЬСКИХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

При намечающемся массовом развитии строительства сельских ГЭС большое значение приобретают вопросы автоматизации и полуавтоматизации управления основными технологическими процессами производства и распределения электроэнергии на гидроэлектростанциях. Самой значительной составляющей в стоимости электроэнергии на ГЭС малой мощности являются расходы на содержание обслуживающего персонала. Удельный вес этих расходов составляет от 50 до 60% от полной суммы эксплоатационных расходов, включая отчисления на амортизацию. Таким образом, очевидна важность замены труда квалифицированных монтёров или механиков работой автоматических приборов и аппаратов в тех случаях, когда приобретение или изготовление таких приборов не слишком затруднительно, а сами они надёжны в работе. С другой стороны, гидроэлектростанции гораздо легче автоматизировать, так как устройство автоматического управления гидротурбиной не представляет особой сложности.

Автоматизация ГЭС может быть полной или частичной (полуавтоматизация). При полной автоматизации управление станцией может осуществляться и дистанционно, с какого-либо пункта, находящегося на расстоянии от ГЭС. В смысле доступности к осуществлению наибольший интерес представляют полуавтоматические станции, в которых пуск и нормальная остановка производятся вручную, а регулирование оборотов, напряжения, предупредительная сигнализация, аварийная остановка, а также отключение повреждённых или перегруженных фидеров производятся автоматически. В настоящей главе рассмотрены способы полуавтоматизации ГЭС для случаев изолированных ГЭС, работающих самостоятельно.

Первой полуавтоматической сельскохозяйственной ГЭС была гидростанция, сооружённая в 1939 г. на территории Всесоюзной сельскохозяйственной выставки. На рисунке 166 представлена схема этой полуавтоматической ГЭС. Станция оборудована одним агрегатом: горизонтальной турбиной Френсиса типа ГТ-1½, мощностью 18 л. с. и синхронным генератором трёхфазного тока мощностью 15 ква. Турбина даёт 465 об/мин., генератор — 1 000 об/мин. Генератор приводится в движение от турбины открытой ремённой передачей. Подвод воды к турбине осуществляется лотком. Перед турбинной камерой установлен деревянный щит с металлической плитой. Этот щит поднимается вручную при помощи лебёдки, опускается же под действием собственной тяжести. В поднятом состоянии щит удерживается собачкой, воздействующей на храповое колесо. Опускание щита можно произвести вручную или автоматически, при помощи срабатывания электромагнитной защёлки щита (*ЭЗЩ*). Автоматический регулятор скорости типа Т-100, поддерживает нормальное число оборотов. Автоматический угольный регулятор напряжения поддерживает нормальное напряжение на клеммах генератора. Пуск в ход осуществляется подъёмом щита перед турбинной камерой, при предварительно открытом направляющем аппарате.

По достижении нормального числа оборотов вступают в действие регулятор скорости и регулятор напряжения. При напряжении, близком к нормальному, включается линейный контактор *КЛ*, соединяющий клеммы генератора с шинами ГЭС, и станция, при включённых

главном и фидерных рубильниках, начинает отдавать электроэнергию.

На основании изучения опыта эксплоатации ГЭС на Всесоюзной сельскохозяйственной выставке Харьковский электромеханический завод разработал типовую схему автоматизации изолированно работающей гидроэлектростанции

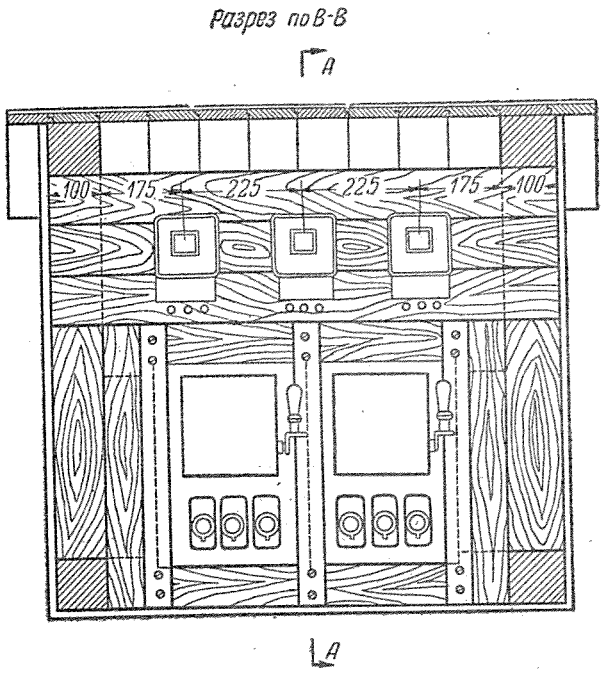


Рис. 165. Щиток трансформаторной подстанции.

малой мощности и наметил выпуск комплектных стандартных панелей управления автоматизированными ГЭС, так называемых автоматических станций управления гидроагрегатами малой мощности серии СВ-7706.

На рисунке 166-а приведена детальная схема главной цепи и цепи автоматического управления подобной автоматической станции. Панель управления типа СВ-7706 со всеми приборами и аппаратами показана на рисунке 166б. Необходимо учесть, что, кроме указанной панели автоматического управления, на ГЭС нет необходимости устанавливать какие бы то ни было распределительные щиты, так как вся аппаратура автоматического и ручного управления сосредоточена на панели СВ-7706. Автоматические станции управления серии СВ-7706 были намечены к выпуску для одноагрегатных ГЭС в трёх исполнениях (в зависимости от мощности): до 55 ква, до 100 ква и до 150 ква.

Переходим к описанию схемы действия и конструктивного исполнения станции автоматического управления типа СВ-7706. Низковольтный синхронный генератор напряжением 400/230 в $Г$ возбуждается от непосредственно соединённого с ним возбудителя $В$. Гидротурбина имеет проточный регулятор скорости и пускает-

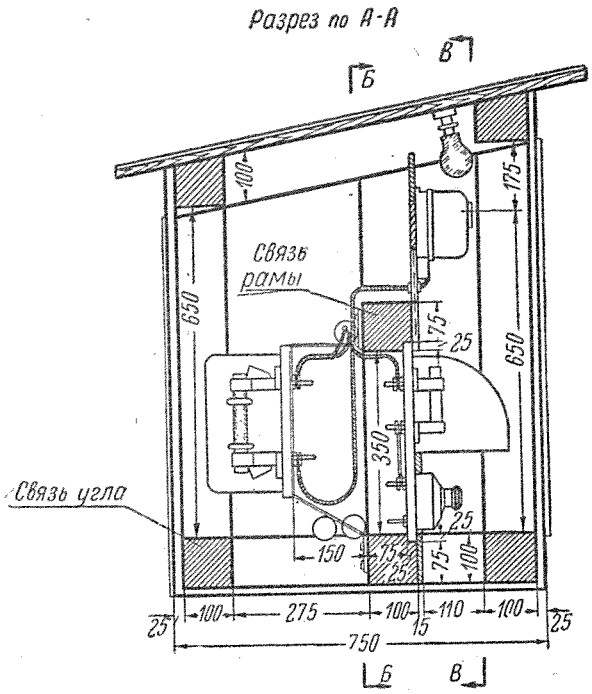
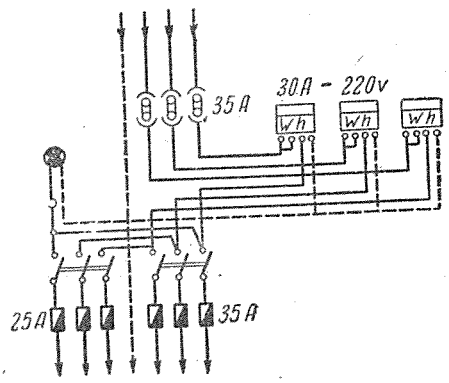


Схема коммутации



ся при открытом направляющем аппарате: достаточно поднять щитовой затвор, и агрегат приходит в движение. Щитовой затвор поднимается вручную — при помощи лебёдки. Во время пуска возбуждение регулируется от ру-

ки щунтовым регулятором *ШР*, установленным на панели. Цепь управления автоматической аппаратурой питается основным переменным током — 220 в, путём ответвления от одного из зажимов генератора, например *01*, через предохранитель *ИП* и от нуля.

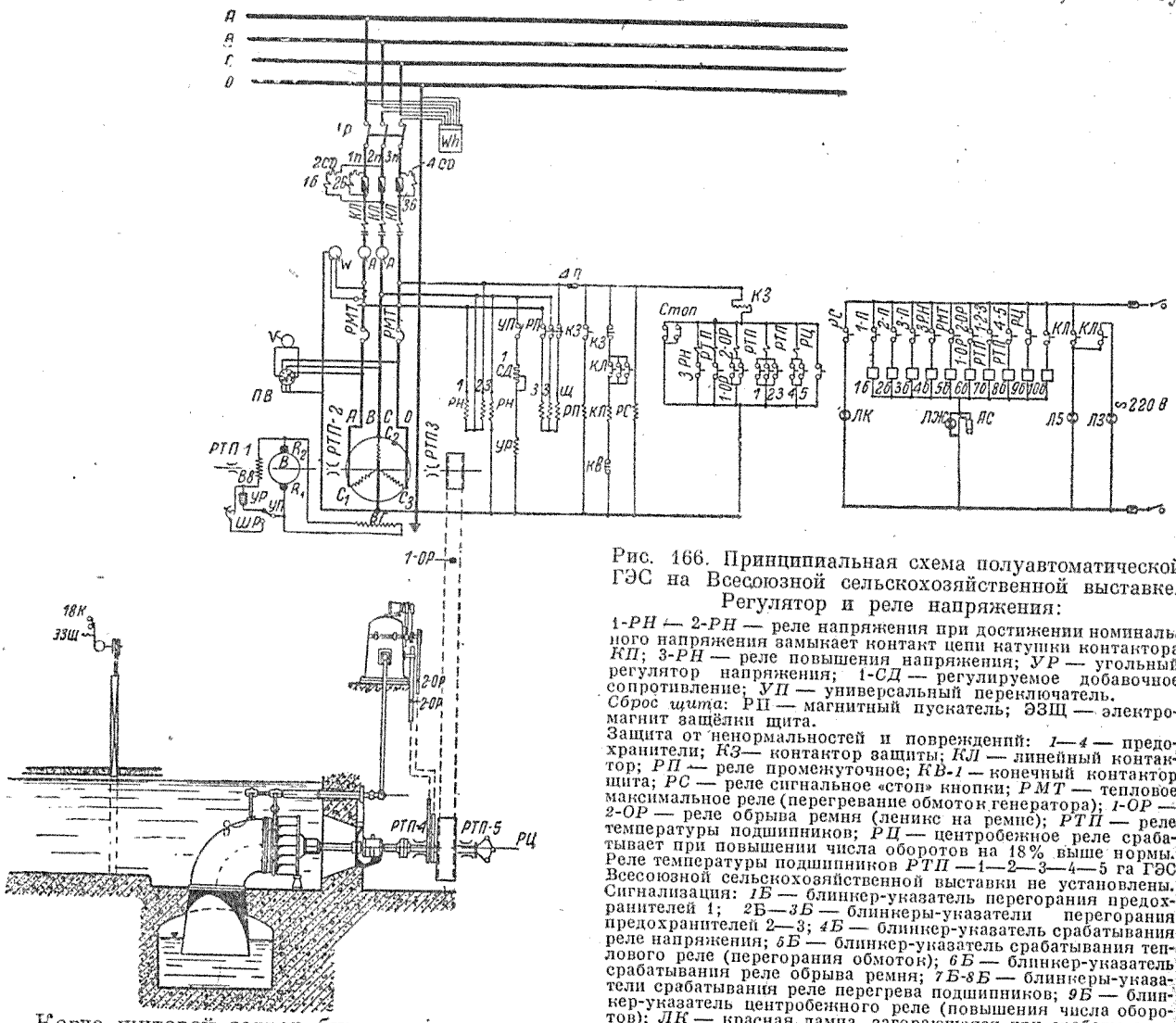


Рис. 166. Принципиальная схема полуавтоматической ГЭС на Всесоюзной сельскохозяйственной выставке.

Регулятор и реле напряжения:

1-РН — 2-РН — реле напряжения при достижении номинального напряжения замыкает контакт цепи катушки контактора *КП*; *3-РН* — реле повышения напряжения; *УР* — угольный регулятор напряжения; *1-СД* — регулируемое добавочное сопротивление; *УП* — универсальный переключатель.

Сброс щита: РП — магнитный пускатель; ЭЗЩ — электромагнит защёлки щита.

Защита от ненормальностей и повреждений: *1—4* — предохранители; *КЗ*— контактор защиты; *КЛ* — линейный контактор; *РП* — реле промежуточное; *КВ-1* — конечный контактор щита; *РС* — реле сигнальное «стоп» кнопки; *РМТ* — тепловое максимальное реле (перегревание обмоток генератора); *1-ОР* — *2-ОР* — реле обрыва ремня (леникс на ремне); *РТП* — реле температуры подшипников; *РЦ* — центробежное реле срабатывает при повышении числа оборотов на 18% выше нормы. Реле температуры подшипников *РТП* —1—2—3—4—5 га ГЭС Всесоюзной сельскохозяйственной выставки не установлены.

Сигнализация: *1Б* — блинкер-указатель перегорания предохранителей 1; *2Б—3Б* — блинкеры-указатели перегорания предохранителей 2—3; *4Б* — блинкер-указатель срабатывания реле напряжения; *5Б* — блинкер-указатель срабатывания теплового реле (перегорания обмоток); *6Б* — блинкер-указатель срабатывания реле обрыва ремня; *7Б-8Б* — блинкеры-указатели срабатывания реле перегрева подшипников; *9Б* — блинкер-указатель центробежного реле (повышения числа оборотов); *ЛК* — красная лампа, загорающаяся при срабатывании сигнального реле; *ЛЖ* — жёлтая лампа, загорающаяся при аварии; *ЛБ* — белая лампа, указывающая рабочее состояние станции; *ЛЗ* — зелёная лампа, указывающая подачу тока в линию; 220в — линия, питающая сигнализацию (посторонний источник электрической энергии); *10Б*—резервный блинкер.

Когда щитовой затвор будет поднят на полную высоту, замкнётся контакт связанного с ним механически конечного выключателя *ВК*. Как только напряжение на зажимах генератора поднимется до 85% от номинальной величины, контактор *КЛ* притянет свой якорь и, включив главные контакты, подаст напряжение на шины ГЭС через включённый ранее рубильник *IР*. Одновременно напряжение подаётся и на катушку электромагнитной защёлки щитового затвора *ЭЗЩ*, удерживающей затвор в приподнятом положении. Если теперь перевести при помощи переключателя *2КК* цепь возбуждения возбудителя на автоматический угольный регулятор *РУ*; то дальнейшее участие оператора в управлении ГЭС станет излишним, и оно будет обеспечено панелью управления. Станция может быть закрыта на замок. Остановка агрегата произойдёт при срабатывании одной из предусмотренных защит или при нажатии на кнопку «стоп», установленную на самой панели, либо на другую такую же кнопку, установ-

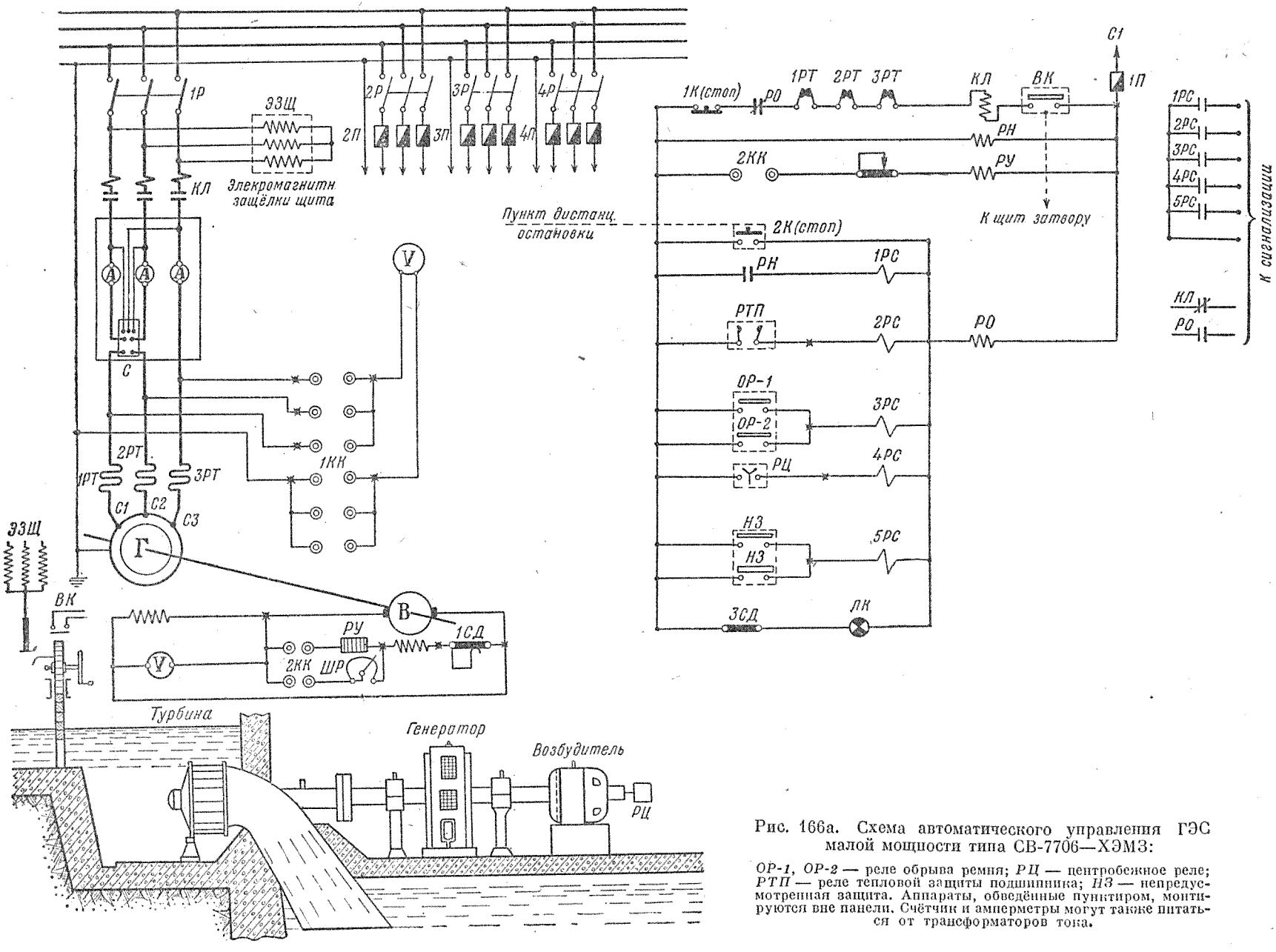


Рис. 166а. Схема автоматического управления ГЭС малой мощности типа СВ-7706—ХЭМЗ:

ОР-1, ОР-2 — реле обрыва ремня; *РЦ* — центробежное реле; *РТП* — реле тепловой защиты подшипника; *НЗ* — непредусмотренная защита. Аппараты, обведённые пунктиром, монтируются вне панели. Счётчик и амперметры могут также питаться от трансформаторов тока.

ленную на квартире заведующего или в любом пункте вне панели.

В схеме автоматизации предусмотрены следующие защиты:

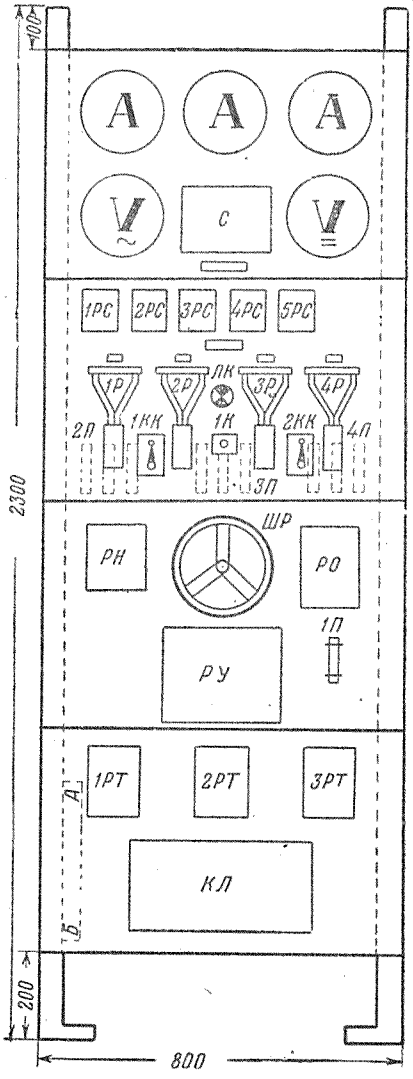


Рис. 166б. Панель управления типа СВ-7706—ХЭМЗ: *С* — счётчик; 1 *РС*, 2 *РС*, 3 *РС*, 4 *РС*, 5 *РС* — сигнальные реле (блинкеры); 1 *Р* — главный рубильник; 2*Р*, 3 *Р*, 4*Р* — фидерные рубильники; 1*П*, 2*П*, 3*П*, 4*П* — предохранители; 1*КК* — вольтметровый переключатель; 2*КК* — переключатель цепи возбуждения; 1*К* — кнопка «стоп»; *РН* — реле максимального напряжения; *РО* — реле отключения; *ШР* — шунтовый регулятор; *РУ* — угольный регулятор напряжения; 1*РТ*, 2*РТ*, 3*РТ* — тепловые реле максимальной защиты генератора; *КЛ* — главный контактор; *ЛК* — сигнальная лампа.

1) от чрезмерного снижения напряжения (до 40—50% от номинального) непосредственно контактором *КЛ*;

2) от чрезмерного повышения напряжения — реле *РН*;

3) от обрыва ремня, приводящего в движение регулятор турбины — реле *ОР*;

4) от повышения оборотов — реле *РЦ*;

5) от чрезмерного перегрева подшипников — реле *РТП*;

6) от перегрузок и коротких замыканий — реле *РТ*.

Все эти реле защиты, срабатывая, воздействуют на соответствующее указательное реле-блинкер, сигнализирующее о характере непормальности в работе установки. Тепловые реле в трёх фазах генератора — реле *1РТ*, *2РТ* и *3РТ* при срабатывании воздействуют на линейный контактор *КЛ* и тем самым отключают генератор. Отключение контактора *КЛ* под действием защит, как и под действием кнопок «стоп», вызывает остановку гидроагрегата в целом, так как при этом защёлка *ЭЗЩ* теряет возбуждение, и щитовой затвор, не удерживаемый более в приподнятом положении защёлкой, падает и закрывает подвод воды к турбине. При остановке прекращается подача тока в соленоид угольного регулятора, сжатие его элементов прекращается и тем самым в цепь возбуждения возбудителя автоматически вводится наибольшее сопротивление.

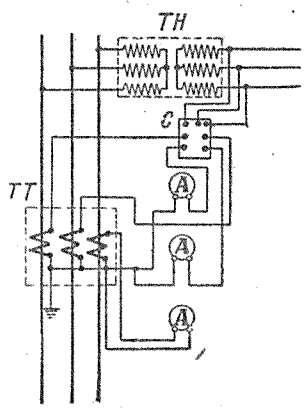


Рис. 166в. Вариант питания счётчика и амперметров от трансформаторов тока и вольтметровых обмоток счётчика от трансформатора напряжения.

Вся основная аппаратура автоматического управления монтируется на щите с железным каркасом высотою в 2 300 мм и шириною в 800 мм.

Учёт выработанной электроэнергии производится счётчиком *С*, который на схеме показан с прямым включением в главную цепь генератора. Амперметры также показаны с прямым включением. На рисунке 166-в показана схема питания токовых обмоток счётчика и амперметров от вторичных обмоток трансформаторов тока, как вариант основной схемы. С правой стороны (рис. 166-а) приведена развёрнутая схема автоматизации рассматриваемой станции управления. Цепь управления питается от фазного зажима *С1* и от нулевого провода. Расположенная на панели первая кнопка «стоп» *1К*

имеет нормально замкнутые контакты. Также нормально замкнутые контакты имеет реле аварийного или дистанционного отключения *РО* и тепловые реле *1РТ*, *2РТ* и *3РТ* максимальной защиты генератора. При замыкании поднятием щита конечного выключателя *ВК* вся верхняя цепочка схемы автоматизации замыкается, катушка линейного контактора *КЛ* получает напряжение, и главные его контакты замыкаются. Подаётся питание на главные шины ГЭС и на электромагнитную защёлку щита. Рассмотрим, при каких обстоятельствах будет происходить автоматическая остановка агрегата и закрытие щита ГЭС.

Питание контактора прекращается, и он размыкает свои главные контакты при нажатии на кнопку «стоп» *1К*, при размыкании контактов тепловых реле максимальной защиты генератора или при сработке, т. е. размыкании контактов реле отключения *РО*. Это реле, как видно из схемы, срабатывает в следующих случаях.

1. При нажатии на дистанционную кнопку «стоп» *2К*, у которой нормально контакты разомкнуты. При нажатии на кнопку, первичная обмотка реле *РО* получает напряжение, его контакты размыкаются и происходит отключение контактора *КЛ*.

2. При сработке реле максимального напряжения замыкаются нормально разомкнутые его вторичные контакты.

Одновременно со сработкой в этом случае реле *РО* срабатывает также сигнальное реле-блинкер *1РС*, замыкая свои контакты и посылая сигнал дежурному, который по характеру сигнала сразу узнаёт, по какой причине произошёл вынужденный останов агрегата.

3. От сработки и замыкания контактов реле максимальной температуры подшипников через блинкер *2РС*. Само реле максимальной температуры подшипников устанавливается вне панели и в его комплект не входит.

4. При сработке также расположенных вне панели реле обрыва ремня *ОР-1* или *ОР-2* к регулятору турбины.

5. От сработки какой-либо дополнительной защиты *НЗ*, например, поплавкового реле, замыкающего контакты при чрезмерном снижении уровня воды в верхнем бьефе.

При отсутствии на ГЭС остродефицитного заводского регулятора оборотов гидротурбины и стандартной панели управления автоматизацией, может быть применена простая схема автоматизации, разработанная Всесоюзным институтом механизации и электрификации сельского хозяйства (ВИМЭ), приведённая на рисунке 167.

Эта схема предназначена для колхозной и межколхозной ГЭС с одним генератором трёхфазного тока, не связанным с другими электростанциями (раздельная работа). Водяная турбина может быть любого типа (менее желательна турбина Банки).

Перед турбинной камерой установлен самоопускающийся щит, который поднимается вручную с помощью лебёдки; щит удерживается в поднятом состоянии собачкой, которая прижимается к храповику специальным электромагнитом *1*, приключённым к шинам ГЭС через контактор защёлки *2* в продолжение всего периода нормальной работы ГЭС. Турбина может быть соединена с генератором ремённой передачей, редуктором или непосредственно. Для регулирования скорости вращения турбины и напряжения на зажимах генератора предусмотрен автоматический регулятор напряжения и числа оборотов.

Этот регулятор состоит из моментного мотора (индикатора напряжения) *3* с электромагнитом выключения и командными контактами *4*.

Командные контакты управляют магнитным реверсивным пускателем *5*, который включает электрический сервомотор *8* в ту или в другую сторону, в зависимости от необходимости повысить мощность, развиваемую турбиной, или уменьшить её. Сервомотор переставляет направляющий аппарат турбины и изменяет сопротивление в цепи возбуждения возбудителя.

Последовательно с катушками магнитного пускателя включены конечные выключатели *6* и *7*, ограничивающие вращение сервомотора в сторону, опасную для целости установки (при полном открытии регулирующего аппарата турбины вращение сервомотора на дальнейшее открытие уже невозможно; при полном закрытии невозможно дальнейшее движение сервомотора на закрытие).

Последовательно с катушками *5* установлен выключатель *11*, при помощи которого можно вручную ограничить открытие регулирующего аппарата турбины, когда, по условиям эксплоатации, приходится ограничивать нагрузку ГЭС (например, при отсутствии достаточного количества воды). При разомкнутых контактах *10* и *9* станция управляется вручную; при замыкании контакта *9* схема переводится на автоматическое управление; при размыкании контакта *9* и замыкании контакта *10* сервомотор производит полное закрытие направляющего аппарата турбины. Для регулирования скорости, взамен регулятора РНО-Г ВИМЭ, может быть применён также регулятор ЛМЗ.

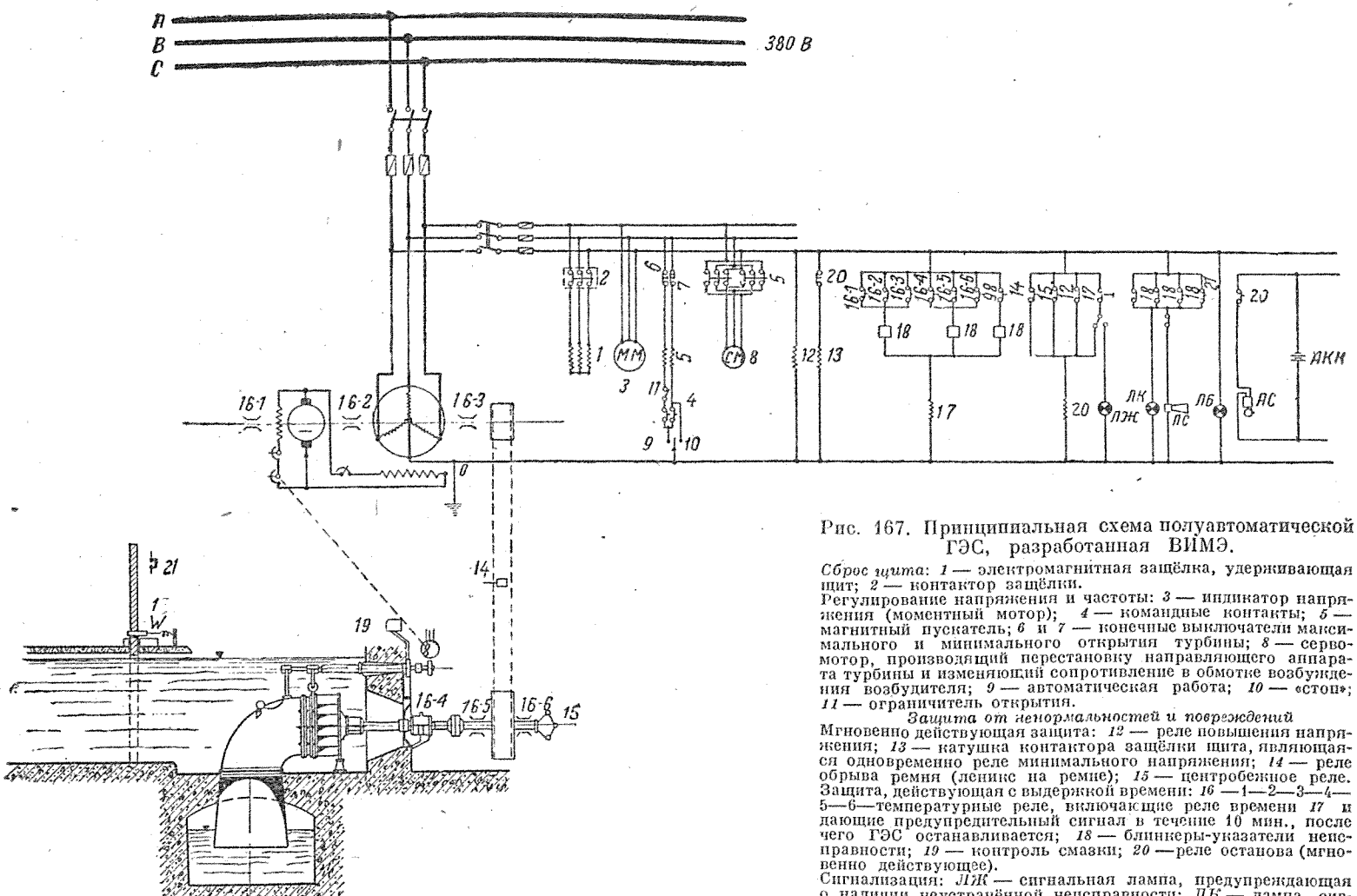


Рис. 167. Принципиальная схема полуавтоматической ГЭС, разработанная ВИМЭ.

Сброс щита: *1* — электромагнитная защёлка, удерживающая щит; *2* — контактор защёлки.

Регулирование напряжения и частоты: *3* — индикатор напряжения (моментный мотор); *4* — командные контакты; *5* — магнитный пускатель; *6* и *7* — конечные выключатели максимального и минимального открытия турбины; *8* — сервомотор, производящий перестановку направляющего аппарата турбины и изменяющий сопротивление в обмотке возбуждения возбудителя; *9* — автоматическая работа; *10* — «стоп»; *11* — ограничитель открытия.

Защита от ненормальностей и повреждений

Мгновенно действующая защита: *12* — реле повышения напряжения; *13* — катушка контактора защёлки щита, являющаяся одновременно реле минимального напряжения; *14* — реле обрыва ремня (леникс на ремне); *15* — центробежное реле. Защита, действующая с выдержкой времени: *16* —1—2—3—4—5—6—температурные реле, включающие реле времени *17* и дающие предупредительный сигнал в течение 10 мин., после чего ГЭС останавливается; *18* — блинкеры-указатели неисправности; *19* — контроль смазки; *20* —реле останова (мгновенно действующее).

Сигнализация: *ЛЖ* — сигнальная лампа, предупреждающая о наличии неустранённой неисправности; *ЛК* — лампа, сигнализирующая о неисправности на ГЭС или требующая снятия механической защёлки у щита; *ПС* — сирена, предупреждающая о наличии неисправности и вызывающая обслуживающий персонал в течение 10 мин., после чего ГЭС останавливается; *АС* — звонок, сигнализирующий остановку станции; *АКМ* — аккумулятор, питающий цепь сигнального звонка; *21* — контакты крайнего положения щита; *ЛБ* — сигнальная белая лампа, указывающая на нормальную работу ГЭС.

При нормальной работе ГЭС под напряжением находятся электромагнитная защёлка щита, реле повышения напряжения *12* и катушка контактора защёлки щита *13*, являющаяся одновременно и реле минимального напряжения.

Вся защита ГЭС разбита на две группы: первую — мгновенно действующую — защиту, производящую немедленно останов ГЭС, и вторую защиту, действующую с выдержкой времени.

Немедленная остановка ГЭС (путём сброса щита) с последующей сигнализацией происходит при:

1) повышении напряжения на шинах ГЭС выше заранее установленной величины; реле *12* воздействует на реле *13*;

2) значительном понижении напряжения — реле *13* и *1*;

3) обрыве ремня — реле *14*;

4) повышении числа оборотов турбины выше допустимого заранее установленного предела — реле *15*.

Немедленная сигнализация (световая и звуковая) происходит при:

1) повышении температуры на 10—20% выше нормальной на всех подшипниках — реле *16*;

2) прекращения смазки — реле *19*.

Указанные неисправности производят звуковой и световой сигналы в течение 5—10 минут, после чего происходит остановка ГЭС. Аварийная сигнализация функционирует при срабатывании I группы защиты, а также и после остановки ГЭС, вызванной II группой защиты.

На щите управления или в каком-либо другом пункте предусмотрена установка трёх ламп:

1) белой сигнальной лампы *ЛБ*, указывающей на нормальную работу ГЭС;

2) красной сигнальной лампы *ЛК*, указывающей на неисправность на ГЭС или требующей снятия механической защёлки у щита (на схеме последний контакт не показан);

3) жёлтой сигнальной лампы *ЛЖ*, указывающей на срабатывание I или II группы защиты.

Все три лампы питаются от генератора переменного тока.

Параллельно красной лампе включена сирена *ПС*. В цепь контактов *14*, *15* и *12* последовательно включены сериесные блинкеры *18*, указывающие причину, вызвавшую немедленный останов ГЭС.

В цепь контактов подшипников генератора *16-1*, *16-2* и *16-3*, подшипников турбины *16-4*, *16-5* и *16-6* и в цепь реле контроля смазки *19* включены блинкеры *18*, также указывающие причину неисправности.

Для зарядки аккумуляторной батареи (стартерный аккумулятор 6-СТ-144 или 3-СТ-80) предусмотрен купроксный выпрямитель АТВ на 6 в или КТВ на 13 в, присоединяемый к зажимам генератора.

МИКРОГЭС

Микрогэс представляет собой мельчайшую комплектную автоматизированную гидроэлектростанцию, состоящую из гидротурбины, электрогенератора и распределительного щита. Всё это устройство может быть помещено в специальный металлический кожух обычно цилиндрической формы. Всё оборудование изготовляется на заводе, и установка микрогэс на месте сводится к весьма простым монтажным и наладочным операциям.

Наличие основных элементов автоматического управления работой микрогэс позволяет обходиться без постоянного обслуживающего персонала.

В 1938 г. была разработана серия комплектных гидроэлектрических агрегатов микрогэс; в 1939 г. был заказан и изготовлен первый опытный образец. Опытный агрегат прошёл необходимые испытания в лаборатории ЛИИ, после чего был установлен на Всесоюзной сельскохозяйственной выставке.

В равнинных условиях микрогэс может быть с успехом применена при существующих подпорных сооружениях и готовых перепадах (мельничные или лесосплавные плотины, перепады на ирригационных каналах и т. д.). Подавляющая часть существующих мельничных плотин имеет напоры от 1,5 до 3 м, и, таким образом, при установке микрогэс может быть получена мощность от 10 до 20 квт.

В горных и предгорных местностях необходимый напор на турбине микрогэс можно создать устройством специального канала с небольшим уклоном (деривации). Таким путём можно получить напоры от 5 до 50 м и мощности от 10 до 50 квт.

При напорах от 5 м и выше агрегаты микрогэс могут иметь преимущественное распространение в горных и предгорных районах, где легко могут быть созданы соответствующие напоры.

При установке микрогэс в суровых климатических условиях, необходимо предусматривать её защиту от атмосферных воздействий, для чего желательно располагать агрегат в специальном помещении, выполненном из имеющихся на месте материалов (дерево, камень).

Необходимо также принять меры против замерзания воды, подводимой к турбине микрогэс, учитывая небольшие расходы воды. С этой целью подводящие воду лотки, трубы следует утеплять. При установке микрогэс в районах с мягким климатом размещения агрегата в специальном здании не требуется.

Необходимо отметить, что микрогэс в реальных условиях эксплоатации пока ещё не испытана, поэтому ещё нет данных, позволяющих судить о её достоинствах или недостатках.

ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА МАЛЫХ ГЭС С ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Наилучшие технико-экономические показатели по эксплоатации дают такие гидроэлектростанции, которые работают параллельно с малыми или крупными энергетическими системами.

При решении вопросов параллельной работы возможны три основных случая: ГЭС работает параллельно с одной или несколькими станциями примерно такой же мощности; ГЭС работает параллельно с мощной районной энергосистемой; ГЭС работает параллельно с местной энергосистемой средней мощности.

При параллельной работе нескольких ГЭС примерно одинаковой мощности целесообразно объединять их общей высоковольтной линией. На основании произведённых техно-экономических расчётов можно принять следующие предельные расстояния кустования на параллельную работу ГЭС в зависимости от их мощности:

При мощности ГЭС до квт	Расстояние (км)
30	5
75	8
150	12
300	18
больше 300	25

При кустовании ГЭС одна из станций должна иметь несколько бо́льшую мощность, чем остальные. Например, при кустовании трёх ГЭС наиболее рациональным будет такое решение, когда одна из них (базисная) будет иметь мощность, равную суммарной мощности двух остальных. Наиболее сложным вопросом перехода на параллельную работу малых ГЭС является синхронизация при пуске на общие шины, распределение нагрузок между отдельными ГЭС, автоматическое регулирование числа оборотов и диспетчерская связь между объектами. Все эти вопросы значительно облегчаются, если применить на базисной ГЭС обычный синхронный генератор с ручным управлением, а на других асинхронные генераторы. Агрегаты на этих ГЭС могут работать без всякого регулирования, с полной автоматизацией, при дистанционном управлении с основной базисной станции. До настоящего времени промышленность не приступила к массовому производству конденсаторов для сельских электроустановок, поэтому рассчитывать на их получение не приходится. Необходимая реактивная мощность для нормальной работы асинхронных генераторов должна быть получена от синхронного генератора базисной ГЭС. Предположим, что там установлен синхронный генератор мощностью 35 ква, а на ГЭС, работающих параллельно с базисной, асинхронные генераторы (обычные электромоторы с короткозамкнутым ротором) мощностью по 14 квт или по 16,5 ква (при $\cos\varphi = 0{,}83$). Реактивная мощность, требуемая каждому такому генератору, при $\sin\varphi = 0{,}56$, составит $16{,}5 \times 0{,}56 = 9{,}3$ квар., или для двух машин 18,6 квар.

Предположим, что нагрузка в сети активная, с коэфициентом мощности, равным 1. В этом случае синхронный генератор должен дать 18,6 ква реактивной мощности, необходимой для возбуждения двух асинхронных генераторов. Остальную мощность синхронный генератор может отдать в сеть в виде активной мощности:

$$P_{акт} = \sqrt{P^2_{ква} - P^2_p} = \sqrt{35^2 - 18{,}6^2} = 30 \text{ квт.}$$

Синхронный генератор будет работать при этом с $\cos\varphi$, равным $30 : 35 = 0{,}85$.

Гораздо сложнее разрешается вопрос при частично реактивной нагрузке в сети. Положим, что суммарный коэфициент мощности нагрузки составляет 0,88, при максимуме в 30 квт. В этом случае реактивная мощность, потребляемая нагрузкой:

$$\frac{30 \cdot 0{,}47}{0{,}88} = 16{,}1 \text{ ква,}$$

должна быть сложена с реактивной мощностью, потребляемой двумя асинхронными генераторами (18,6 ква), что даёт в сумме 34,7 ква, т. е. синхронный генератор будет полностью загружен реактивной мощностью. Будучи загружен исключительно реактивной нагрузкой, этот генератор почти не будет потреблять мощности от своей гидротурбины и как бы уподобляется синхронному конденсатору в нашей малой энергосистеме.

Для того чтобы и в этом случае (при $\cos\varphi = 0{,}88$) базисная ГЭС смогла отдать в сеть 30 квт (а вся система — 60 квт), необходимо, без

увеличения мощности водотока и гидротурбины, увеличить мощность синхронного генератора с 35 ква до 50 ква. Если бы коэфициент мощности нагрузки составлял не 0,88, а 0,8, то, при том же общем максимуме в 60 квт, мощность синхронного генератора должна составлять 75 ква, т. е. более чем вдвое превышать мощность своего первичного двигателя — турбины.

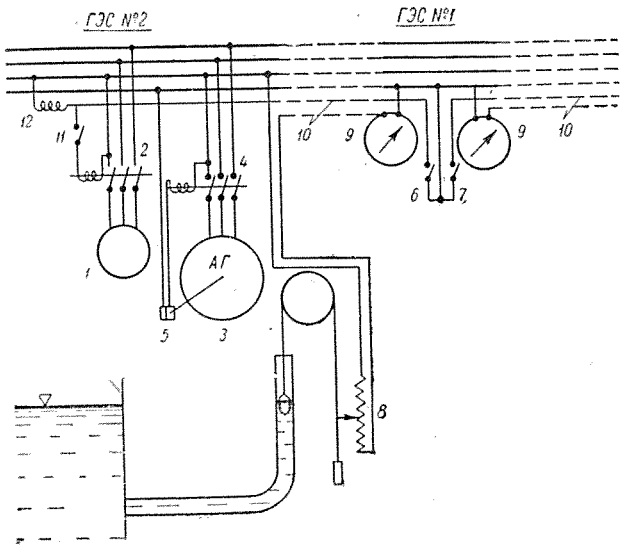


Рис. 168. Принципиальная схема дистанционного управления двумя малыми ГЭС с асинхронными генераторами, работающими параллельно с ГЭС с синхронным генератором:

1 — сервомотор подъёма щита турбинной камеры (электромотор трёхфазного тока мощностью 0,25—0,5 квт); *2* — магнитный пускатель пуска и останова сервомотора (тип ПМ-0); *3* — асинхронный генератор; *4* — магнитный пускатель ПМ-2; *5* — реле оборотов (тип МО-25); *6* — выключатель управления ГЭС № 2; *7* — выключатель управления ГЭС № 3; *8* — устройство для передачи показания уровня воды; *9* — указатель уровня воды; *10* — провода дистанционного управления и сигнализации; *11* — конечный выключатель щита у турбинной камеры; *12* — электромагнитная защёлка щита у турбинной камеры.

Отсюда можно сделать следующий вывод: если характер нагрузки (коэфициент мощности) в течение суток меняется, а график нагрузки энергосистемы, работающей параллельно, был построен так, что при максимуме, соответствующем полной мощности первичных двигателей, имеет место лишь осветительная или бытовая нагрузка с коэфициентом мощности, равным 1, а при моторной нагрузке суммарная мощность не требует полной мощности первичных двигателей, то в этом случае можно остановиться на нормальной мощности синхронного генератора (35 ква); если же максимальная активная мощность требуется по графику тогда, когда общий коэфициент мощности меньше 1, то в этом случае необходимо либо увеличить мощность синхронного генератора до требуемой величины, оставив мощность первичного двигателя без изменения, либо на других, параллельно работающих ГЭС установить конденсаторы, реактивная мощность которых в сумме должна составлять 20—30 квар. Станции, оборудованные асинхронными генераторами, по экономическим соображениям, должны работать при полной нагрузке, т. е. не нуждаются в каких бы то ни было регуляторах. Простота управления ГЭС с асинхронными генераторами ставит вопрос об их полной автоматизации и управлении всем кустом ГЭС из единого диспетчерского пункта, который наиболее целесообразно сосредоточить на управляемой вручную базисной ГЭС.

Такая автоматизация с дистанционным управлением целесообразна только в тех случаях, когда ГЭС с асинхронными генераторами отстоят от базисной станции на расстояния, не превышающие 1—2 км, т. е. когда возможно без больших затрат металла проложить цепи дистанционного управления между станциями при низком генераторном напряжении.

При нагрузках в сети в пределах до 30 квт, работает одна базисная ГЭС, при нагрузках от 30 до 45 квт в совместную работу вводится одна из станций с асинхронными генераторами поочерёдно; при нагрузках от 45 до 60 квт работают все три станции. Необходимо отметить, что асинхронные генераторы либо работают полной мощностью либо совсем отключаются и всю нагрузку воспринимает на себя базисная станция.

При плавно меняющейся нагрузке у потребителей на весь куст ГЭС можно обойтись одним дежурным на базисной ГЭС. При резко меняющейся нагрузке в малой энергосистеме, когда затруднительно обойтись одним ручным регулированием, следует предусмотреть автоматический регулятор оборотов турбины или комбинированный регулятор оборотов турбины и напряжения генератора. Принципиальная схема автоматизации управления двумя агрегатами с базисной ГЭС, предложенная А. А. Глебовичем (ВИМЭ), дана на рисунке 168 и производится следующим образом.

На станциях с асинхронными генераторами устанавливаются небольшие трёхфазные электромоторы, по 0,25—0,5 квт каждый *1*, для поднятия щита у турбинной камеры. Управление этими моторами производится при помощи магнитных пускателей *2*, управляемых выключателями *6* или *7*, установленными на

базисной ГЭС. При замыкании выключателя *6* магнитный пускатель *2* подключает к сети мотор, который поднимает щит турбинной камеры. Как только щит поднимется на полную высоту, конечный выключатель *11* разомкнётся и отключит сервомотор от сети.

Немедленно после открытия щита турбина пойдёт в ход и, при достижении скорости вращения немного выше синхронной, реле оборотов *5* присоединит асинхронный генератор *3* к сети. В асинхронный генератор пойдёт ток намагничивания от синхронного генератора, и он начинает принимать на себя активную нагрузку до величины, которая соответствует мощности, развиваемой турбиной, при полностью поднятом щите и при имеющемся напоре. В это же время агрегат на базисной ГЭС может быть разгружен на ту же мощность.

Для правильного дистанционного управления агрегатами на щите управления базисной ГЭС устанавливаются два специальных измерительных прибора *9*, которые указывают уровень воды в верхнем бьефе при помощи особого устройства *8*. Для остановки станции с асинхронным генератором достаточно выключить на базисной ГЭС выключатель *6*. При этом катушка электромагнитной защёлки щита *12* у турбинной камеры, удерживающая щит в открытом состоянии, окажется обесточенной, щит упадёт под действием собственной тяжести и агрегат начнёт останавливаться.

При числе оборотов агрегата несколько ниже синхронного, контакты реле оборотов *5* отключают асинхронный генератор *3* от сети магнитным пускателем *4*.

Чрезвычайно эффективные результаты могут быть получены от кустования на параллельную работу ГЭС с теплосиловыми сельскими или коммунальными электростанциями малой мощности в полной аналогии с разобранной выше схемой. Роль базисной станции с синхронным генератором может играть, в этом случае, теплосиловая станция. Гидроэлектростанции с асинхронными генераторами подключаются в определённые часы в зависимости от графика нагрузок и режима накопления воды в водохранилищах.

РАБОТА МАЛОЙ ГЭС В КРУПНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Наиболее рациональным способом кустования ГЭС в смысле полного использования располагаемой мощности водотока, бесперебойности электроснабжения потребителей и простоты осуществления автоматизации или полуавтоматизации управления является организация параллельной работы сельской ГЭС с мощной районной энергосистемой. Во всех случаях, когда проектируется или находится в эксплоатации сельская ГЭС в зоне действия мощной энергосистемы с развитыми сетями или подстанциями напряжением 6—10 кв, должен прорабатываться вариант подключения ГЭС к сетям энергосистемы на параллельную работу. В некоторых случаях, при мощности ГЭС около 500 квт и выше, целесообразно осуществлять связь с линиями или подстанциями крупных энергосистем при напряжении 35 кв. Почти во всех случаях, при кустовании с мощными энергосистемами, возможно и целесообразно на гидроэлектростанциях устанавливать простейшие асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором. Напряжение генератора может быть выбрано как низкое, так и высокое. Для возбуждения асинхронные генераторы потребляют реактивную мощность из сети энергосистемы в таком же количестве, как потреблял бы её электромотор соответствующей мощности и при соответствующем коэфициенте мощности. Таким образом, мощность асинхронного генератора должна быть согласована с энергосистемой и не должна превосходить предельной мощности асинхронного мотора соответствующей конструкции, приключённого к сетям данной энергетической системы. В силу своей исключительной простоты, работающие параллельно с мощной энергосистемой малые гидроэлектростанции с асинхронными генераторами значительно дешевле, чем ГЭС с синхронными генераторами, даже если они (асинхронные ГЭС) полностью автоматизированы. Это объясняется тем, что для таких станций отпадает необходимость в дорогих и сложных элементах оборудования, как регулятор оборотов гидротурбины, регулятор напряжения генератора, возбудитель постоянного тока, устройство для гашения поля, синхронизационные устройства и ряд защитных средств, необходимых для нормальной работы синхронного генератора. Эксплоатация значительно упрощается и поддаётся полной автоматизации. Электростанция мощностью до 3 000 квт с асинхронным генератором, работающая параллельно с энергосистемой, может нормально работать при одном заведующем и одном подсобном работнике (сторож, уборщица).

Основной обязанностью персонала является нормальный пуск агрегата и его остановка, что осуществляется нажатием соответствую-

щих командных кнопок, и наблюдение за доской с сигнальными приборами, на которую подаются сигналы о ненормальностях в работе отдельных элементов ГЭС или об аварийном отключении агрегата, причём по характеру самого сигнала работник сразу получает представление о месте неисправности или о причине аварийного отключения.

устройство автоматического управления смонтировано на изоляционном щите шириною 900 мм и высотой 2 300 мм. Никаких дополнительных распределительных щитов в машинном зале ГЭС, кроме этой панели автоматического управления, не требуется.

На рисунке 168-а приведена схема расположения аппаратов и приборов автоматики,

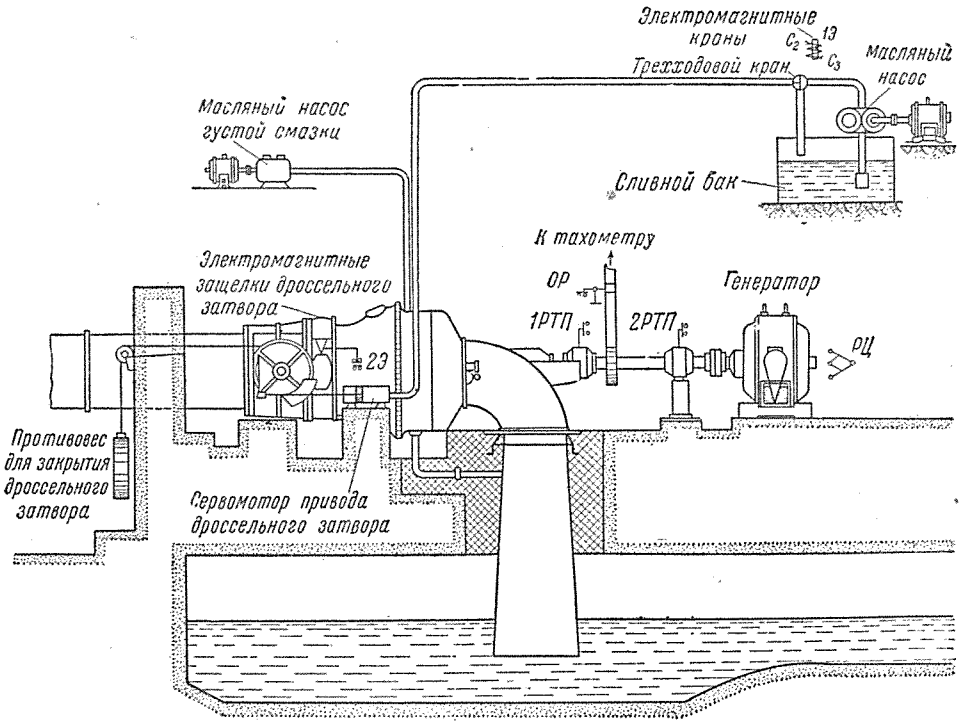


Рис. 168а. Схема расположения машин, аппаратов и приборов автоматизированной ГЭС с асинхронным генератором до 3 000 квт, работающей параллельно с крупной энергосистемой.

Доска сигналов может быть вынесена из машинного зала на квартиру заведующего или в любое другое место.

Присутствие работника неотступно у сигнальной доски не обязательно, так как он может быть вызван звуковым сигналом из другого помещения или разбужен ночью и, подойдя к доске сигнализации, по соответствующему блинкеру или сигнальной лампе узнает смысл посылаемого автоматического сигнала из машинного зала.

Харьковский электромеханический завод «ХЭМЗ» в 1941 г. разработал панель автоматического управления гидроэлектростанцией с асинхронным генератором мощностью до 3000 квт с короткозамкнутым ротором при работе этой станции в мощной энергетической системе. Всё

а на рисунках 168-б и 168-в показаны схемы соединений главной генераторной электрической цепи и автоматического управления. Разберём процесс пуска и работы автоматизированной гидроэлектростанции по перечисленным схемам.

При отключённом линейном маслянике *Л* включается разъединитель *3Р* и тем самым подаётся напряжение к понижающему трансформатору собственных нужд 6000/400/230 с мощностью 5—10 ква. Вместе с тем подаётся напряжение на шины автоматического управления, а от них через предохранители *3П* к командной схеме (рис. 168-в) и через рубильник *1Р* и предохранители *1П* к контактору *1КЛ*. Если пуск ГЭС осуществляется из машинного зала, то переключатель *2КК* устанавливается в положе-

ние *2*, если же пуск производится дистанционный, то переключатель устанавливается в положение *1*. Реле напряжения *РН* немедленно после пуска трансформатора замыкает свои вторичные контакты.

Нажатием кнопки *К* (правой) с нормально разомкнутыми контактами подаётся напряжение на катушку контактора *1КЛ* которая замыкает его главные контакты и одновременно нормально разомкнутые блокконтакты. Теперь нажатие кнопки *К* может быть прекращено, а цепь остаётся под напряжением, и контактор *1КЛ* включён. Вслед за тем напряжение попадает в катушки контактора *2КЛ* приводного мотора насоса дроссельного затвора турбины, питающего масляный сервомотор. Турбина приходит во вращение и немедленно, через закрытие нормально разомкнутых блокконтактов контактора *2КЛ*, включающая катушка *Л* (*вкл*) включает масляный выключатель *Л*. После полного открытия дроссельного затвора асинхронный генератор достигает сверхсинхронной скорости и принимает на себя нагрузку на полную мощность. В конце хода дроссельного затвора контактом конечного выключателя *ВК* включается электромагнит защёлки затвора и несколько раньше электромотор масляного насоса *Б* через контакторы *4КЛ* и *3КЛ*. При полностью открытом затворе масляный насос останавливается, отключается соленоид трёхходового крана и масло из цилиндра серводвигателя выпускается в сливной бак. Этим самым затвор подготовляется к последующему закрытию при отключении и остановке агрегата противовесом. Линейный масляник *Л* имеет пневматический привод, включающая катушка которого выполнена для переменного тока, а выключающая для постоянного тока. Нормальное и аварийное отключение масляника производятся воздействием на отключающую катушку масляника разрядного тока конденсатора, заряд которого производится через небольшой купроксный или селеновый выпрямитель, питающийся от сети переменного тока 380 в. Конденсатор *Е* собирается в виде небольшой батареи из 80 параллельно

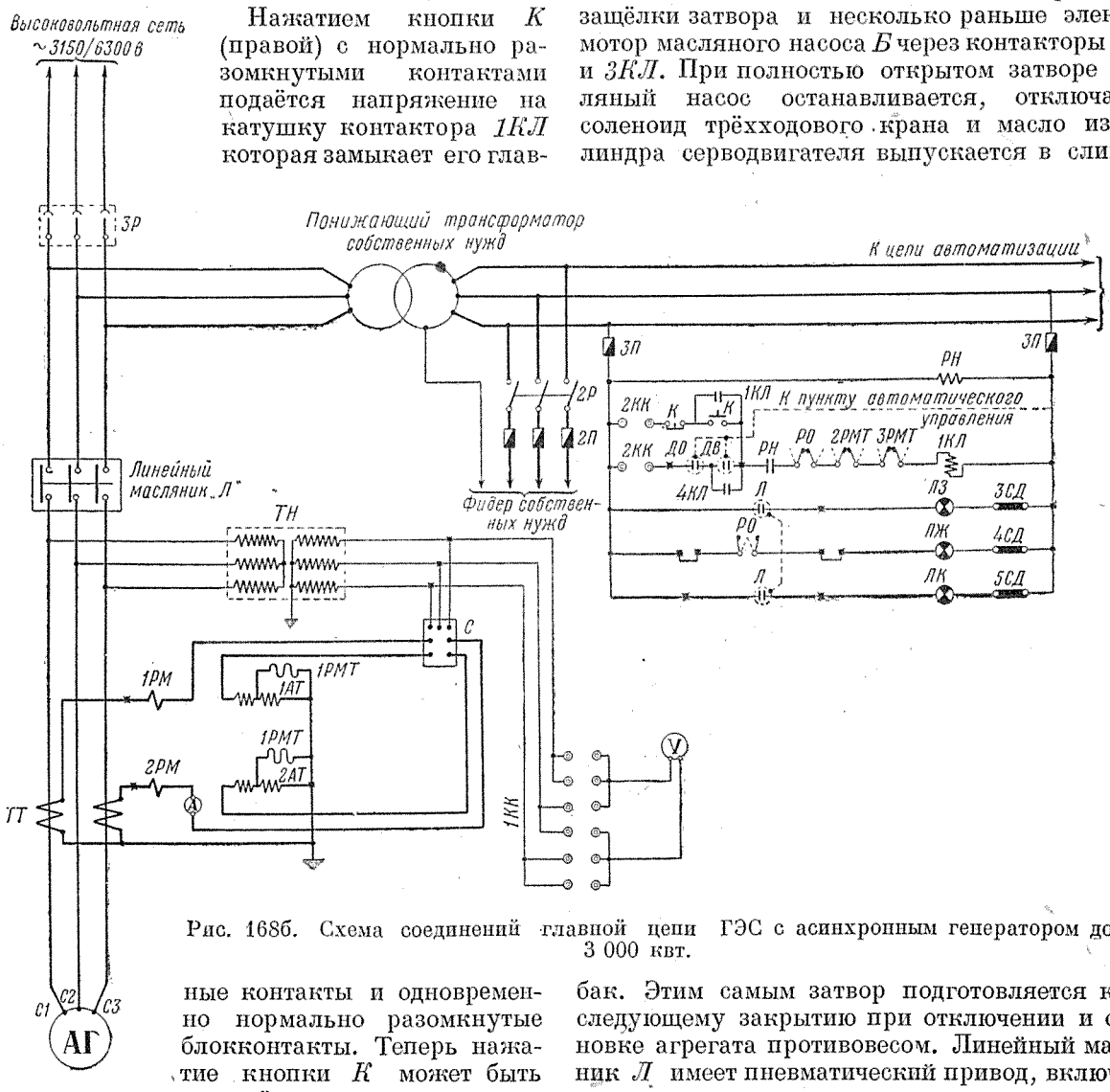


Рис. 168б. Схема соединений главной цепи ГЭС с асинхронным генератором до 3 000 квт.

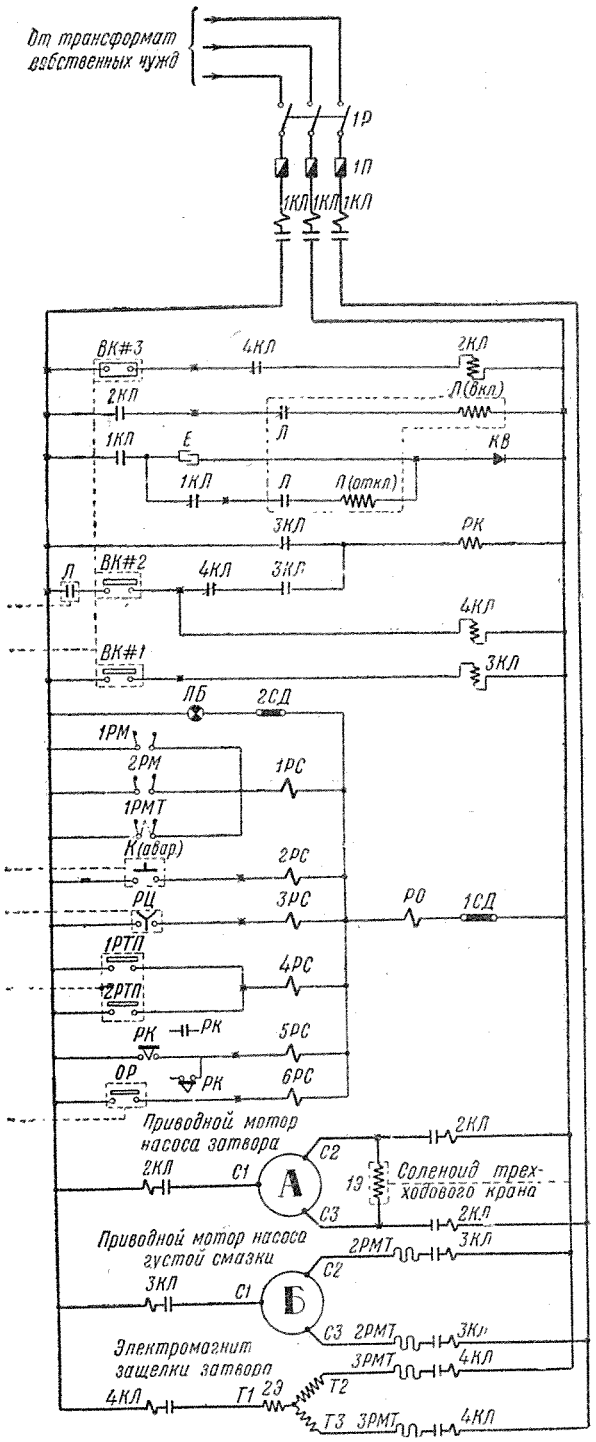


Рис. 168в. Цепь автоматического управления ГЭС с асинхронным генератором до 3 000 квт.

соединённых статических конденсаторов по 2мф изготовления завода им. Орджоникидзе с пробивным напряжением до 1 500 в. Выпрямитель выбирается на напряжение 380 в при токе в 0,5 а.

Схемой автоматического управления асинхронным генератором, работающим в крупной энергосистеме, предусмотрен ряд защит, действие которых вызывает отключение агрегата и закрытие дроссельного затвора. Основные виды защит и применяемая для этой цели аппаратура следующие:

1) максимальная токовая защита в главной цепи; на схемах реле *1РМ* и *2РМ*; пригодны в этом случае реле ЭТ 61/20 с нормально открытыми контактами;

2) реле тепловое генератора *1РМТ*; применимы реле ТТ 22/20 с нормально открытыми контактами;

3) *1АТ* и *2АТ* — автотрансформаторы к тепловым реле *1РМТ* — *ВУ* 22;

4) *1КК* — вольтметровый переключатель;

5) *2КК* — переключатель программы;

6) *1КЛ* — контактор КТЗ1-А для управления цепью автоматизации;

7) *2КЛ* — контактор приводного мотора масляного насоса дроссельного затвора — КТЗ1-А;

8) *3КЛ* — контактор приводного мотора насоса густой смазки — КТЗ1-А;

9) *4КЛ* — контактор электромагнитной защёлки затвора — КТЗ1-А;

10) *РН* — реле понижения напряжения — ЭН-66/400 с нормально открытыми контактами; втягивает контакты при 85% номинального напряжения;

11) *РО* — реле отключения — РЭ 173/11; втягивается при токе 1,5 а;

12) *РК* — реле контроля ЭВ 256/380; выдержка времени 10 сек.; срабатывает через 10 сек. после случайной остановки приводного мотора густой смазки, с предварительной мгновенной подачей звукового или светового сигнала;

13) *2РМТ* и *3РМТ* — тепловые реле мотора насоса густой смазки *Б* и электромагнита защелки *2Э* — реле ТТ 12/50;

14) *1РС*, *2РС*, *3РС*, *4РС*, *5РС* и *6РС* — сигнальные реле-блинкеры ЭС 91/12.

Кроме того, на панели управления устанавливаются: предохранители *1П* и *3П* лампы сигнальные *ЛЗ*, *ЛЖ*, *ЛК* и *ЛБ*; добавочные сопротивления к сигнальным лампам и к реле отключения *1СД*, *2СД*, *3СД*, *4СД*, *5СД*.

Вся перечисленная аппаратура, а также рубильники и измерительные приборы

устанавливаются на главной панели автоматического управления СВ 8001—13 А3. Вне панели должны быть установлены: дистанционные аварийные кнопки, концевой выключатель *ВК*, центробежное реле *РЦ*, предохраняющее от разгона агрегата, реле температуры подшипников *1РТП* и *2РТП*, реле обрыва ремня на тахометр и высоковольтная аппаратура (масляный выключатель, трансформатор напряжения, трансформатор тока).

РАБОТА МАЛОЙ ГЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

В зависимости от мощности энергосистемы в этом случае могут проектироваться либо автоматизированные ГЭС с асинхронными генераторами, либо ГЭС с ручным управлением и с синхронными генераторами, работающими параллельно с энергосистемой. Мощность асинхронного генератора должна быть согласована с располагаемой реактивной мощностью энергосистемы и с возможностью нормальной работы системы в моменты пуска агрегата. Возможна также автоматизация управления таких ГЭС при варианте с синхронным генератором, однако потребность в специальной аппаратуре для таких ГЭС, по сравнению с потребностью в ней для автоматизированных ГЭС с асинхронными генераторами, значительно возрастает. Появляется потребность в таких аппаратах, как автоматический регулятор оборотов, автоматический регулятор напряжения, контакторы изменения числа оборотов, реле частоты, реле контроля пуска и т. д.

ГЛАВА XVII

ЛИНИИ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

★

ТИПЫ И КОНСТРУКЦИИ ПРОВОДОВ

Для передачи электрической энергии по воздушным сетям сильного тока применяются голые провода — стальные, биметаллические, алюминиевые и медные. Выбор марок и сечений проводов зависит от величины нагрузок, конфигурации сети, системы напряжений и тока, отклонений и колебаний напряжения в системе и т. д.

Для обеспечения рациональной и безопасной эксплоатации электроустановки, при проектировании воздушных линий должны быть положены в основу следующие соображения:

1) провода выбираются таким образом, чтобы они обладали достаточной механической прочностью;

2) нагревание проводов ни при каких обстоятельствах не должно превосходить опасных пределов;

3) потеря напряжения в проводах не должна выходить из допустимых пределов. В случае, если отклонения напряжения в системе не выяснены (что может иметь место в случае присоединения к посторонним сетям), расчётные потери напряжения в проводах принимаются для сетей высокого напряжения — 6%, для сетей низкого напряжения — 5% и для внутренней проводки — 2%.

МЕДНЫЕ ПРОВОДА

Материалом для изготовления медных голых проводов марки МГ служит твердотянутая медная проволока, удовлетворяющая требованиям действующих стандартов.

Провода изготовляются однопроволочные, при сечениях до 10 кв. мм включительно, и многопроволочные при сечениях от 16 кв. мм.

В таблице 87 указаны нормальные голые медные провода марки МГ для сечений до 70 кв. мм.

Таблица 87

Нормальные сортаменты медных проводов марки МГ

Номинальное сечение провода (в мм²)	Число и диаметр (в мм) проволок	Приблизительный наружный диаметр провода (в мм)	Приблизительный вес 1000 м провода (в кг)	Приблизительная длина 1000 кг провода (в м)	Строительная длина (в м)
4	1×2,25	2,25	35,4	28 250	2 300
6	1×2,75	2,75	52,5	19 050	1 500
10	1×3,55	3,55	88,0	11 370	900
16	7×1,70	5,10	145,0	6 900	4 000
25	7×2,10	6,30	222,0	4 500	3 000
35	7×2,50	7,50	314,0	3 180	2 500
50	7×3,00	9,00	452,0	2 220	2 000
70	12×2,70	11,20	626,0	1 600	1 500

В таблице 88 приведены основные характеристики электрических и механических свойств проводов марки МГ.

В таблице 89 даны длительно допустимые нагрузки проводов МГ на открытом воздухе.

Удельная проводимость меди 55,7, или, округлённо, 56.

АЛЮМИНИЕВЫЕ ПРОВОДА

Преимуществом проводов из алюминия является их меньший вес, по сравнению с медными. Удельная проводимость их в 1,65 раза

Таблица 88

Расчётные значения основных электрических и механических величин проводов марки МГ

Номинальное сечение провода (в кв. мм)	Фактическое сечение провода (в кв. мм)	Расчётное сопротивление провода разрыву около (в кг)	Расчётное электрическое сопротивление провода около (в ом/км)
4	3,98	154	4,50
6	5,94	232	3,01
10	9,90	386	1,81
16	15,88	556	1,15
25	24,25	850	0,752
35	34,36	1 210	0,532
50	49,48	1 740	0,370
70	68,70	2 430	0,266

Таблица 89

Наибольшие длительно допустимые нагрузки (в а) голых медных проводов на открытом воздухе

Номинальное сечение провода (в кв. мм)	При температуре окружающего воздуха (в градусах)					
	10	20	30	40	50	60
4	56	51	46	40	33	23
6	73	66	60	52	43	30
10	104	95	86	74	61	43
16	143	131	118	102	84	59
25	197	180	162	140	116	81
35	256	234	210	183	149	106
50	322	294	265	228	189	132
70	405	371	333	289	238	168

меньше, чем у медных проводов, а вес (при одинаковой общей проводимости) в 2 раза меньше, чем у медных.

Приведёнными в настоящей таблице величинами можно пользоваться также при определении нагрузок для проводов с защитными от атмосферных и химических влияний оболочками.

К недостаткам алюминиевых проводов относится подверженность разъеданию парами кислот, хлористых и щелочных соединений, поэтому применение их на линиях вблизи химических заводов и на берегах морей не рекомендуется.

Алюминиевые провода должны быть обязательно многопроволочными.

В таблице 90 указаны нормальные конструкции проводов марки А от 16 до 70 кв. мм включительно. Сечения ниже 16 кв. мм для воздушных линий сильного тока не допускаются.

Таблица 90

Нормальные сортаменты алюминиевых проводов марки А

Номинальное сечение провода (в кв.мм)	Число и диаметр (в мм) проволок	Приблизительный наружный диаметр провода (в мм)	Приблизительный вес 1 000 м провода (в кг)	Приблизительная длина 1 000 кг провода (в м)	Строительная длина (в м)
16	7×1,70	5,1	44,0	22 200	6 300
25	7×2,11	6,3	68,0	14 700	5 500
35	7×2,50	7,5	95,0	10 500	4 500
50	7×3,00	9,0	137,0	7 210	3 500
70	7×3,54	10,6	190,0	5 250	2 500

В таблице 91 приведены основные характеристики электрических и механических свойств проводов марки А.

Таблица 91

Расчётные значения основных электрических и механических величин проводов марки А

Номинальное сечение провода (в кв. мм)	Фактическое сечение провода (в кв. мм)	Расчётное сопротивление провода разрыву около (в кг)	Расчётное электрическое сопротивление провода около (в ом/км)
16	15,89	254	1,910
25	24,48	367	1,240
35	34,36	515	0,885
60	49,48	740	0,695
70	68,90	1 030	0,445

В таблице 92 даны длительно допустимые нагрузки алюминиевых голых проводов на открытом воздухе.

Таблица 92

Наибольшая длительно допустимая нагрузка (в а) голых алюминиевых проводов на открытом воздухе

Марка провода	При температуре окружающего воздуха (в градусах Цельсия)					
	10	20	30	40	50	60
А-16	110	101	91	78	56	45
А-25	151	138	124	107	89	62
А-35	190	179	161	140	114	81
А-50	246	225	203	175	144	101
А-70	302	276	243	215	177	125

Примечание. Цифра, входящая в обозначение марки проводов, соответствует номинальному сечению в квадратных миллиметрах.

БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ПРОВОДА

При сооружении сельских линий высокого и низкого напряжения находят большое применение биметаллические голые провода. Они с успехом заменяют для обычных в сельском хозяйстве нагрузок провода из меди или алюминия. Биметаллическая проволока изготовляется по ОСТу 5152 из стали, покрытой слоем электролитической меди, причём содержание меди в проволоке по весу может колебаться в пределах 45—50% от общего веса биметаллической проволоки. Техническая характеристика проволоки следующая. Диаметр проволоки 4 мм, с допуском до 0,08 мм. Теоретический вес 1 000 м составляет около 103 кг. Проволока свёрнута в круги (бухты), причём вес отдельной бухты не менее 26 кг. Временное сопротивление на разрыв 55 кг/кв мм. Электрическое сопротивление 1 км при +20° не должно быть более 4 омов. Из ряда представленных заводом протоколов испытаний выпущенной проволоки видно, что среднее временное сопротивление на разрыв составляет более нормированной величины, а именно около 65 кг/кв. мм, электрическое же сопротивление на 1 км редко превосходит 3,5 ома.

В практике Главсельэлектро величина 3,5 ома рекомендуется в качестве расчётной при проектировании линий с биметаллическими проводами ø 4 мм. Таким образом, по механическим свойствам указанная биметаллическая проволока вполне заменяет голый медный провод сечением 10 кв. мм. По электрическим же свойствам её можно принимать эквивалентной голому медному проводу сечением 5 кв. мм. Крепление к изоляторам и сращивание биметаллических проводов производятся британской пайкой при помощи вязальной биметаллической проволоки ø мм.

СТАЛЬНЫЕ (ЖЕЛЕЗНЫЕ) ПРОВОДА

В практике сельской электрификации наибольшее распространение получили стальные провода, как однопроволочные, так и многопроволочные.

Однопроволочные провода нормируются по диаметру размерами в 3; 4; 5; 6 мм и характеризуются следующими основными свойствами.

1. Электропроводимость при постоянном токе в 7 раз меньше электропроводимости меди.

2. Механическая прочность неотожжённого провода в 1,7 раза больше, чем медного.

3. Активное сопротивление $R\omega$ при прохождении по нему переменного тока значительно больше омического сопротивления R_q при постоянном токе. Это увеличение сопротивления происходит за счёт явления скин-эффекта (вытеснение тока в проводнике от центра к периферии), которое в стальных проводах оказывает особенно большое влияние ввиду значительной магнитной проницаемости стали. Активное сопротивление переменному току увеличивается также вследствие потерь на перемагничивание (гистерезис).

4. С увеличением силы тока сопротивление стальных проводов переменному току возрастает до известных пределов. На рисунках 169, 170 дана зависимость активного (R_ω) и полного (Z) сопротивления однопроволочных стальных проводов переменному току в функции от силы тока. На указанных кривых приведены также данные для провода диаметром 6 мм, которые приняты на основе опытов Главсельэлектро и экстраполяции по кривым, разработанным для проводов диаметром 4 и 5 мм.

5. Сопротивление переменному току зависит от химического состава материала стального провода, в особенности от содержания в нём углерода. Увеличение содержания углерода ухудшает омическую проводимость материала и увеличивает потери на гистерезис.

6. Способ обработки провода оказывает большое влияние на его электрические характеристики. Наклёп повышает механическую прочность, понижает активное и кажущееся сопротивление и повышает $\cos\varphi$ стального провода. Омическое сопротивление при наклёпе несколько увеличивается, однако холоднотянутые провода без отжига обладают значительно меньшим скин-эффектом, чем мягкоотожжённые.

7. Потеря напряжения в стальных проводах изменяется не прямо пропорционально нагрузке, а в повышенной степени, так как с увеличением нагрузки растёт зависящая от силы тока

Таблица 93

Технические данные однопроволочных стальных проводов

Диаметр провода (в мм)	Заготовка перед протяжкой: катанка диаметром (в мм)	Механическая обработка	Сечение (в кв. мм)	Максимальное сопротивление (в ом/км)	Косинус фи (средний)
3	6,8—7,0	Протяжка без отжига на окончательный размер	7,07	28—30	0,98
4	9,5—10,0		12,6	19—20	0,95
5	11,0—11,5		19,65	14,5—15,5	0,94

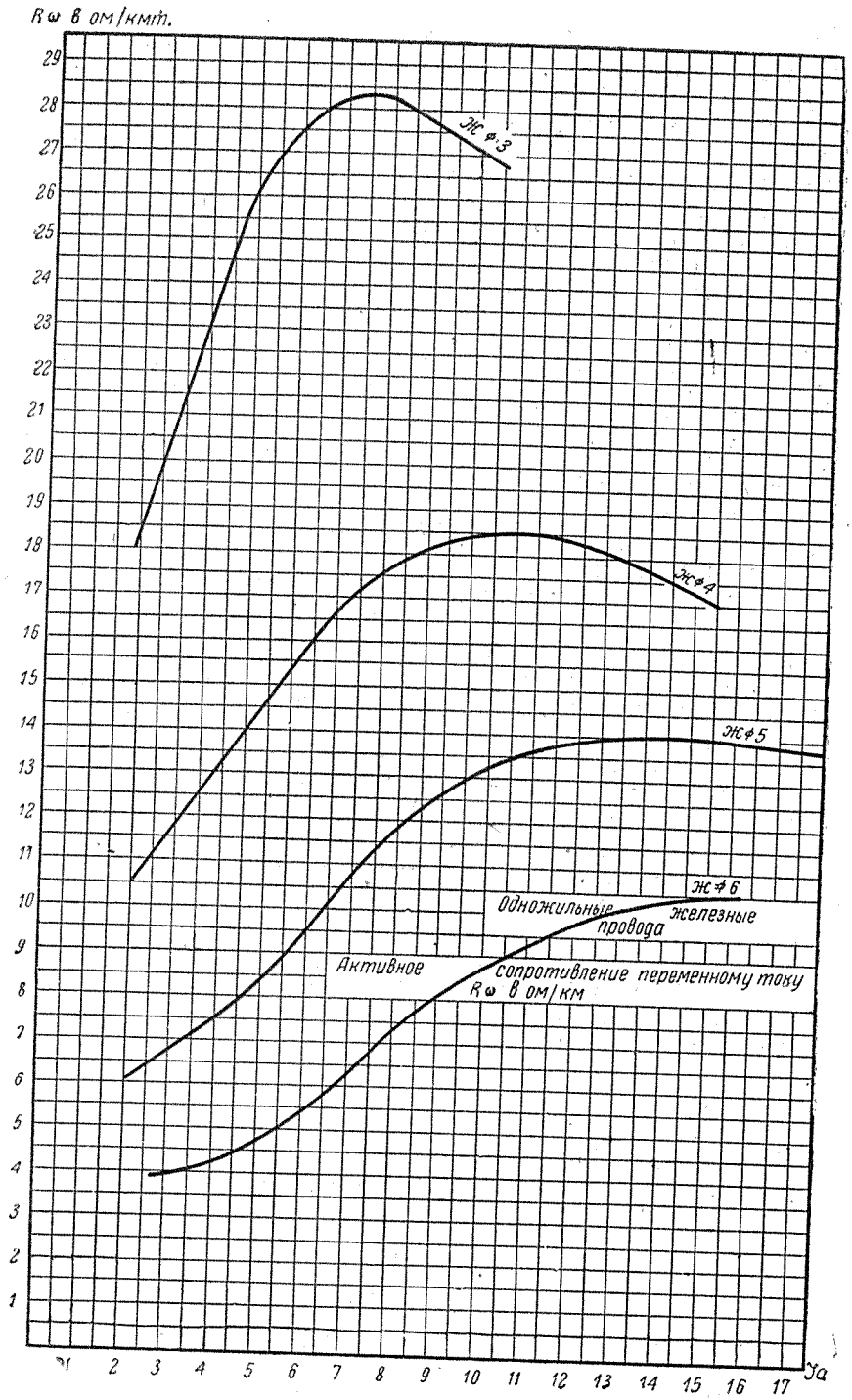


Рис. 169. Активное сопротивление переменному току стальных сплошных проводов.

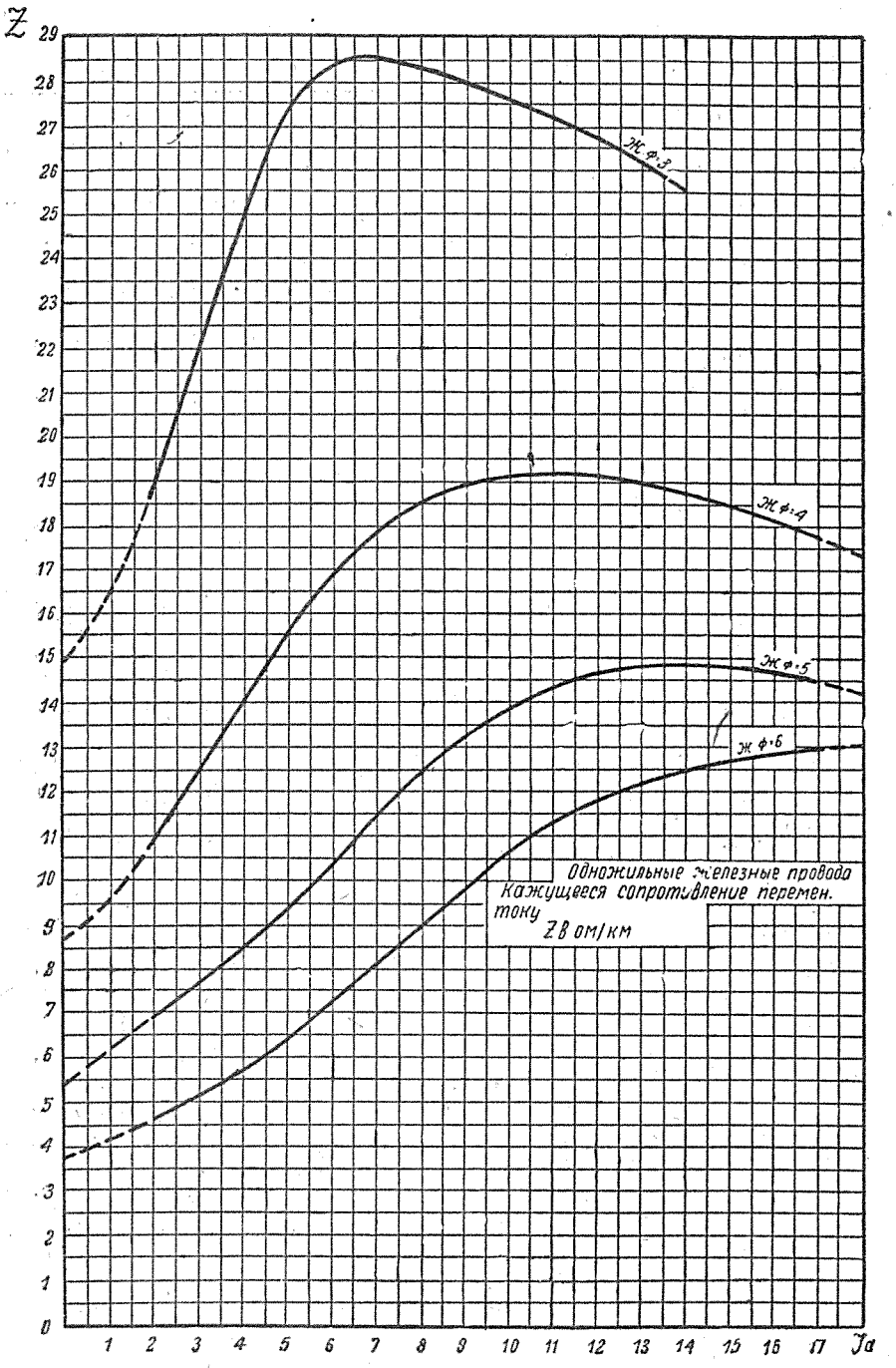


Рис. 170. Полное сопротивление (Z) переменному току сплошных стальных проводов.

величина сопротивления (при переменном токе).

8. Материалом для стальных проводов служит катанка диаметром от 6,8 до 11,5 мм; удельный вес её 7,85.

9. Временное сопротивление на разрыв принимается 60—70 кг/кв. мм, а допускаемое напряжение на разрыв принимается равным $^1/_3$ временного сопротивления.

Таблица 94

Конструкция многожильных стальных проводов

Марка провода	Диаметр железн. оцинков. проволоки (в мм)	Времен. сопротив. провода (в кг/кв мм)	Допускаемые отклонения оцинкованной проволоки (в мм)	Количество проволок в проводе	Теоретич. площадь сечения (в кв мм)	Расчётный диаметр провода (в мм)	Расчётный вес 1 км провода (в кг)
Ж-35	2,6	60	от—0,05 до +0,11	7	37,2	7,8	290
Ж-50	2,3	60	от—0,05 до +0,11	12	49,5	9,2	395
Ж-70	2,3	60	от—0,05 до +0,11	19	78,8	11,5	630
Ж-95	1,8	70	от—0,05 до +0,11	37	94,0	12,6	750
Ж-120_{I}	1,8	70	от—0,05 до +0,11	49	124,0	16,2	1000
Ж-120_{II}	2,0	70	от—0,05 до +0,11	27	116,5	14,7	925

10. Сопротивление 1 км стального провода постоянному току при поперечном сечении в 1 кв. мм и при температуре +20 равно 132 омам.

В таблице 93 приведён стандарт одножильных стальных проводов.

В многожильных стальных проводах при наличии немагнитных прослоек между отдельными проволоками (прослойка из цинка и воздуха) магнитная циркулярная проводимость провода уменьшается, по сравнению с одножильными (сплошными) стальными проводами. Отсюда влияние скин-эффекта значительно уменьшается.

На скин-эффект влияет также характер скрутки провода, т. е. число повивов и шаг окрутки. В таблице 94 приведён стандарт стальных многожильных проводов.

Цифровые значения величин активного сопротивления приведены в таблице 95.

Временное сопротивление многожильных проводов на разрыв составляет 60—70 кг/кв. мм, причём допускаемое напряжение принимается равным ½ временного сопротивления.

Расчёт стальных многожильных проводов при переменном токе производится с учётом внутренней и внешней индуктивности провода.

Внутреннее индуктивное сопротивление $X_{вн}$ обусловливается внутренним магнитным полем и

Таблица 95

Активное сопротивление (R_{ω}) 1 км многожильных стальных проводов (в омах)

Сила тока (в амперах)	Марка провода					
	Ж-35	Ж-50	Ж-70	Ж-95	Ж-120_{I}	Ж-120_{II}
2	3,8	2,86	1,80	1,5	1,14	1,22
4	3,8	2,86	1,80	1,5	1,14	1,22
6	3,84	2,86	1,81	1,5	1,14	1,22
8	3,86	2,86	1,81	1,5	1,14	1,22
10	3,87	2,87	1,82	1,51	1,14	1,22
12	3,88	2,89	1,82	1,51	1,14	1,22
14	3,92	2,89	1,82	1,515	1,14	1,22
16	3,92	2,90	1,83	1,515	1,14	1,22
18	3,96	2,90	1,83	1,515	1,14	1,22
20	3,99	2,92	1,83	1,52	1,14	1,22
22	4,03	2,94	1,84	1,52	1,14	1,22
24	4,07	2,94	1,84	1,52	1,14	2,235
26	4,10	2,98	1,84	1,525	1,14	1,24
28	4,17	3,0	1,85	1,525	1,14	1,24
30	4,22	3,02	1,86	1,525	1,14	1,246
40	4,55	3,18	1,91	1,53	1,14	1,26
50	4,70	3,46	2,0	1,54	1,14	1,29
60	4,67	3,52	2,10	1,55	1,14	1,33
70	4,63	3,58	2,16	1,56	1,14	1,37
80	4,50	3,55	2,22	1,59	1,14	1,44
100	4,36	3,50	2,24	1,67	1,14	1,56
120	4,30	3,34	2,20	1,70	1,16	1,61
140	—	3,28	2,11	1,74	1,16	1,61
160	—	—	2,03	1,74	1,19	1,61
180	—	—	2,04	1,74	1,20	1,61
200	—	—	—	1,72	1,20	1,61
250	—	—	—	—	1,20	1,60

Примечание. Сопротивления отнесены к 20°.

зависит от магнитной проницаемости и скин-эффекта, а следовательно, от силы тока в проводе.

Значение $X_{вн}$ дано в таблице 96.

Внешнее индуктивное сопротивление $X_{вш}$ обусловливается внешней индуктивностью провода и зависит от диаметра его, расстояния между проводами, расположения проводов на опоре и частоты. Для трёхфазной линии 50 герц, с расположением проводов по углам равностороннего треугольника, значение величины $X_{вш}$ выражается следующим уравнением;

$$X_{вш} = 314 \cdot 4{,}6 \cdot 1g \frac{D}{r} \cdot 10^{-4} \text{ ом/км} \qquad (140),$$

где D — расстояние между проводами в см;

r — радиус провода в см.

Для принятых при электрооборудовании сельских объектов расстояний между проводами величина $X_{вш}$, в зависимости от сечения проводов и напряжения, может быть взята по таблице 97.

Таблица 96

Внутреннее индуктивное сопротивление ($X_{вн}$) 1 км многожильных стальных проводов (в омах)

Сила тока (в амперах)	Марка провода					
	Ж-35	Ж-50	Ж-70	Ж-95	Ж-120_{I}	Ж-120_{II}
1	0,07	0,06	0,04	0,01	0,01	0,02
2	0,48	0,13	0,08	0,03	0,02	0,04
3	0,54	0,20	0,12	0,07	0,03	0,07
4	0,6	0,26	0,17	0,12	0,05	0,13
5	0,7	0,33	0,18	0,14	0,06	0,17
6	0,75	0,36	0,23	0,17	0,07	0,19
7	0,82	0,42	0,24	0,19	0,08	0,21
8	0,9	0,47	0,27	0,2	0,09	0,24
9	1,0	0,52	0,29	0,22	0,10	0,26
10	1,06	0,56	0,31	0,24	0,11	0,27
15	1,36	0,76	0,4	0,29	0,15	0,32
20	1,57	0,92	0,48	0,33	0,18	0,36
25	1,77	1,04	0,55	0,37	0,2	0,38
30	1,92	1,16	0,62	0,4	0,22	0,41
35	2,06	1,24	0,70	0,42	0,23	0,43
40	2,17	1,31	0,76	0,44	0,24	0,45
45	2,28	1,4	0,82	0,46	0,26	0,48
50	2,36	1,46	0,88	0,48	0,26	0,5
60	2,42	1,55	1,00	0,51	0,27	0,54
70	2,44	1,58	1,1	0,54	0,28	0,58
80	2,42	1,57	1,16	0,56	0,29	0,62
90	2,37	1,56	1,21	0,58	0,3	0,66
100	2,31	1,55	1,24	0,6	0,3	0,70
125	—	1,5	1,24	0,63	0,3	0,74
150	—	1,48	1,2	0,63	0,3	0,74
175	—	—	1,18	0,66	0,3	0,74
200	—	—	1,16	0,67	0,3	0,74
225	—	—	—	0,67	0,3	0,74
250	—	—	—	0,67	0,3	0,74

Таблица 97

Внешнее индуктивное сопротивление ($X_{вш}$) (в ом/км)

Марка и сечение (кв. мм) проводов	Низкое напряжение (до 1 000 в)	Высокое напряжение (до 10 000 в)
Ж-35	0,322	0,352
Ж-50	0,307	0,340
Ж-70	0,299	0,328
Ж-95	—	0,320

ГАБАРИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

При устройстве электрической воздушной сети должны быть соблюдены определённые габариты линий и расстояние между проводами. Для линий низкого напряжения вертикальное расстояние между проводами должно быть не менее 50 см, а горизонтальное — не менее 20 см при пролётах до 30 м и 30 см при пролёте больше 30 м.

На линиях напряжением 6 и 10 кв для проводов из меди и из стали при вертикальном и горизонтальном расположении проводов с нормальным тяжением рекомендуются следующие расстояния (в сантиметрах) между ними в зависимости от величины пролётов:

Для 1-го и 2-го районов климатических условий

при пролёте до	75 м	—	расстояние	80
» » »	100 »	—	»	90
» » »	125 »	—	»	110
» » »	150 »	—	»	130
» » »	175 »	—	»	150
» » »	200 »	—	»	175

Для 3-го и 4-го районов климатических условий

при пролёте до	50 м	—	расстояние	100
» » »	75 »	—	»	125
» » »	100 »	—	»	175
» » »	125 »	—	»	200
» » »	150 »	—	»	250

Для алюминиевых проводов приведённые выше расстояния между проводами должны быть увеличены на 20%.

При подвеске проводов с ослабленным тяжением эти расстояния увеличиваются для медных и стальных проводов на 20%, а для алюминиевых на 40%.

Районы климатических условий отличаются друг от друга по интенсивности гололеда.

Для 1-го района толщина стенки гололеда составляет 0,5 см; для 2-го района—1 см; для 3-го района — 1,5 см; для 4-го района — 2 см. Удельный вес льда принимается равным 0,9 г/см^3.

Существенное значение при расчёте механической прочности линий передач имеет давление ветра. Для 1-го и 2-го районов за расчётную скорость ветра принимают 10 м/сек., а для 3-го и 4-го районов 15 м/сек.

Для линий 35 кв (и выше) расстояния между проводами не могут быть строго нормированы и в каждом отдельном случае, в зависимости от величины пролёта, материала и сечения проводов, определяются расчётом.

В соответствии с требованиями грозозащиты наименьшее допустимое расстояние между проводами, при горизонтальном расположении их на деревянных опорах линии с номинальным эксплоатационным напряжением 35 кв без защитных тросов, должно быть не менее 3 м, а в сильно грозовых районах — не менее 4 м.

Для линий напряжений 380/220 в обычно применяется вертикальное расположение проводов на штыревых изоляторах и на крюках,

а для линий напряжением 6—10 кв провода прокладываются на штыревых изоляторах, которые крепятся на опоре на штырях или на крюках. Таким образом, расположение проводов на опорах при напряжении 6—10 кв может быть осуществлено как в горизонтальной (на траверзе), так и в вертикальной плоскости (обычно по вершинам равностороннего треугольника).

При прохождении линии высокого напряжения по населённой местности или при переходах через дороги, линии связи, линии низкого напряжения и т. п. устраивается двойной подвес проводов.

Расстояние до земли от низших точек провода при наибольшем провисании в пролёте для линий напряжением 6 и 10 кв должны иметь следующие значения: в ненаселённой местности, а также при переходах через полевые и грунтовые дороги — 5,5 м; при прохождении в населённой местности, а также при переходах через узкоколейные железнодорожные пути (до головки рельса) — 6 м; при пересечениях автогужевых дорог автострад — 6,5 м; при переходах через железнодорожные пути нормальной колеи (над головкой рельса) — 7,5 м; при пересечении несудоходных и несплавных рек и озёр (от уровня льда) зимой — 5,5 м, от наивысшего уровня высоких вод для максимальной температуры этого периода времени — 3 м; в труднодоступных для человека местах (крутые склоны гор, топкие торфяные непромышленные болота, сильно пересечённый горный рельеф) — 4,5 м. Для линий передач напряжением 35 кв эти расстояния увеличиваются на 0,5 м. На низковольтных линиях эти расстояния уменьшаются на 0,5 м для следующих условий: при прохождении линий в ненаселённой и населённой местности; при пересечениях полевых и грунтовых дорог; при пересечениях автогужевых дорог и автострад; при пересечении несудоходных и несплавных рек — расстояние от уровня льда зимой; в труднодоступных для человека местах, недоступных для колёсного транспорта.

Пересечение линий высокого напряжения с линиями низкого напряжения и воздушными линиями связи, как правило, осуществляется таким образом, что провода с более высоким напряжением располагаются над проводами низшего напряжения. При пересечении линий электропередачи 6—10 кв проводов линий такого же или меньшего напряжения минимальное расстояние между пересекающимися проводами принимается в 2 м. При пересечении линий передачи 35 кв с линиями такого же или меньшего напряжения минимальное расстояние составляет 3 м. В случае пересечений проводов связи линиями сильного тока низкого напряжения расстояние принимается равным 1 м.

Пересечение линий сильного тока низкого напряжения с линиями слабого тока может быть выполнено как в пролёте, так и на одном столбе. Пересечение линий сильного тока высокого напряжения с линиями слабого тока допускается только в пролётах.

При осуществлении воздушных линий сельскохозяйственного назначения встречаются часто случаи, когда вводы в колхозные дома пересекают своими проводами линии связи, идущие вдоль улицы.

В таких случаях провода вводов могут проходить ниже линий связи при соблюдении следующих условий:

1) вводы выполняются проводом с резиновой изоляцией марки ПР-380;

2) расстояние в месте пересечения до проводов связи должно быть не менее 1 м;

3) состояние изоляции проводов следует периодически контролировать, и при её ослаблении провода должны заменяться.

При вводах низкого напряжения в дома колхозников наинизшие точки проводов у здания должны быть удалены от земли не менее чем на 2,75 м, при условии, что провода вводного пролёта не пересекают проезжей части территории, длина самого вводного пролёта не превышает 10 м, а высота подвеса на столбе не менее 5,25 м. При несоблюдении вышеуказанных условий низшая точка проводов должна быть удалена от земли не менее чем на 3,5 м.

СОВМЕСТНАЯ ПОДВЕСКА ПРОВОДОВ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОБЩИХ ОПОРАХ

При сельской электрификации, особенно при применении так называемой смешанной системы распределения электроэнергии, целесообразно в ряде случаев осуществлять совместную прокладку на общих опорах проводов линий высокого и низкого напряжения. Специальной инструкцией Главсельэлектро, согласованной с Министерством электростанций, нормированы правила устройства и эксплоатации участков линий совместной прокладки проводов высокого и низкого напряжения.

В соответствии с этой инструкцией подвеска проводов низкого напряжения на общих опорах с проводами высокого напряжения допускается для сетей сельского назначения, при напряже-

нии высоковольтной линии до 11 кв включительно, причём провода высоковольтной линии должны быть подвешены выше проводов низкого напряжения.

Вертикальное расстояние между точками подвеса нижнего провода высоковольтной линии и верхнего провода низковольтной линии должно быть не менее 1,3 м. Это расстояние следует увеличивать в тех случаях, когда стрелы провеса высоковольтных проводов больше стрел провеса низковольтных.

На участках совместной подвески для высоковольтной линии следует применять провода стальные, с диаметрами не менее 4 мм и не более 6 мм, или медные, сечением не менее 10 и не более 16 кв. мм. Применение проводов кустарной свивки, а также отдельных жил многопроволочных проводов допускать не следует.

Соединения проводов линии высокого напряжения необходимо осуществлять у изоляторов опоры, но не в пролёте.

Допускаемое напряжение в проводах высоковольтных линий на участках совместной подвески не должно превосходить $^1/_4$ временного сопротивления на разрыв для однопроволочных проводов и $^1/_3$ временного сопротивления на разрыв для многопроволочных.

Так же, как и на отдельно проложенных низковольтных линиях, нулевой провод на участках совместной подвески следует прокладывать ниже фазных проводов. При наличии централизованного управления уличными фонарями дополнительный «фонарный» провод должен прокладываться ниже всех проводов линии.

На всём протяжении совместной подвески осуществляется двойной подвес высоковольтных проводов к опорам линии.

Для того чтобы защитить низковольтную линию от перекрытий волнами перенапряжения, набегающими по высоковольтной линии, необходимо на границах участка совместной подвески установить трубчатые разрядники или защитные искровые промежутки.

Трубчатые разрядники устанавливаются на первой опоре участка совместной подвески. На рисунке 171 показано конструктивное выполнение установки трубчатых разрядников. Внешний искровой промежуток разрядников следует выбирать равным 25 мм. Сопротивление заземления разрядника не должно превышать 20 ом, и оно может быть объединено с повторным заземлением нулевого провода низковольтной сети. При отсутствии трубчатых разрядников можно обойтись устройством искровых защитных промежутков, причём они устанавливаются на опоре высоковольтной линии, ближайшей к участку совместной подвески. Величина самого промежутка выбирается равной 750 мм. Величина сопротивления заземления искрового промежутка, так же как и при установке разрядников, не должна превышать 20 ом, однако ни в коем случае не следует объединять заземления защитных искровых промежутков с повторными заземлениями низковольтной сети.

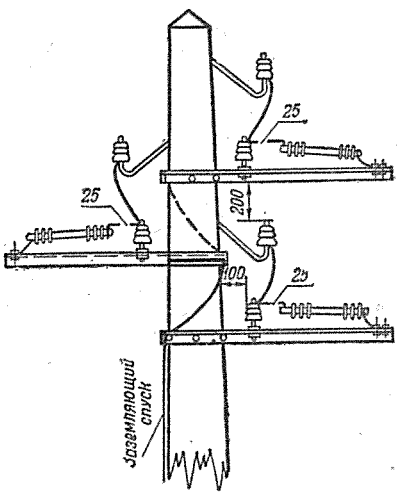


Рис. 171. Установка трубчатых разрядников на промежуточной опоре.

На крайних опорах участка совместной подвески устраиваются повторные заземления нулевого провода низковольтной сети, независимо от того, кончается ли на этой опоре низковольтная линия или нет. Повторные заземления нулевого провода устраиваются также на участке совместной подвески в местах отпаек от низковольтной линии, если длина отпаек превышает 0,5 км.

Это мероприятие обеспечивает защиту от перекрытий с низковольтной линии на высоковольтную волнами перенапряжений, набегающими с участков низковольтных линий, подвешенных на отдельных от высоковольтной линии опорах.

При изолированной нейтрали высокого напряжения на подстанции, питающей фидер с участками совместной прокладки проводов высокого и низкого напряжения на общих опорах, следует устанавливать приборы контроля изоляции. Если представляется возможным, следует применять автоматическое отключение

фидера совместной подвески при замыканиях на землю.

Немедленно после обнаружения замыкания на землю необходимо выяснить, не произошло ли это замыкание на фидерах, имеющих участки совместной подвески проводов высокого и низкого напряжения, для чего в последовательном порядке кратковременно отключаются эти фидеры и проверяется по приборам, не устраняется ли при этом замыкание на землю. Если на фидерах совместной подвески не обнаружено замыкания на землю, то приступают к отысканию замыкания на остальных фидерах, а фидеры совместной подвески остаются включёнными. Если же замыкание на землю выявлено на одном из фидеров совместной подвески, то этот фидер не должен включаться, и на линию немедленно высылается обходчик для выяснения причины и места замыкания на землю. Временное включение повреждённого фидера до устранения причины замыкания допускается только в том случае, если обнаруженный дефект не произошёл на участке совместной прокладки или не вызван замыканием между проводами высокого и низкого напряжения.

Фидеры совместной подвески проводов высокого и низкого напряжения должны иметь на подстанции или распределительном устройстве отличительные условные знаки или надписи.

Осмотр участков совместной подвески должен производиться обходчиком не реже двух раз в месяц, а начальником участка не реже одного раза в 3 месяца. При сильных ветрах, гололеде, грозах должны производиться внеочерёдные обходы.

При осмотрах участков совместной подвески проводов высокого и низкого напряжения следует обратить внимание на появление ожогов, трещин и скалываний изоляторов, проверять состояние опор, бандажей и заземляющих проводов; состояние соединений проводов, следы перекрытий, наличие набросов; величину стрел провесов проводов и расстояний между проводами; состояние разрядников в части наружной поверхности; наличие следов оплавления на рогах и наличие предупредительных плакатов.

Систематическая проверка степени загнивания деревянных опор на участках совместной подвески производится не реже двух раз в год. При загнивании на глубину более чем на 10% от первоначального диаметра столба, фидер отключается до замены опоры или установления нового пасынка.

На участках совместной подвески ремонт любой линии и подъём людей на опоры допускается только при отключении обеих линий.

КОНСТРУКЦИИ ОПОР ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для изготовления опор воздушных линий высокого и низкого напряжения в сельских установках применяется, в основном, сосна. В ряде случаев может применяться также и лес других пород, например, лиственница, ель и пихта. При расчёте механической прочности опор из этих материалов необходимо вводить поправочные коэфициенты к допускаемым расчётным напряжениям, установленным для соснового леса, а именно: для лиственницы — 1,2; для ели — 0,9; для пихты — 0,8. Величина сбега брёвен при расчёте принимается равной 0,8 см/м.

При отсутствии леса, пропитанного антисептиком заводским путём, применяется лес с местной консервацией — поверхностная обмазка, бандажирование и др.

Бандажи рекомендуется устанавливать в местах, наиболее подверженных загниванию, а именно на 500—600 мм ниже и на 400 мм выше уровня поверхности земли.

Диаметры брёвен, идущих для изготовления опор, должны иметь в верхнем отрубе не менее: 18 см для стоек и пасынков линий напряжением 35 кв, 16 см для стоек и пасынков линий низкого напряжения, линий 6—10 кв и для всех прочих работающих элементов опор напряжений до 35 кв включительно, 14 см для вспомогательных (нерасчётных) элементов опор всех напряжений.

Изоляторы для сельских воздушных линий всех напряжений применяются в большинстве случаев штыревые (рис. 172 и 173).

В таблице 98 приведены размеры и данные о

Таблица 98

Размеры изоляторов ТФ и АИК

Тип	Рисунок	Размеры (в мм)				Наибольшая допустимая нагрузка (в кг)
		A	*B*	r_1	r_2	
ТФ-3	172	90	72	18	—	450
ТФ-2	172	112	85	21	—	450
ТФ-1	172	135	93	24	—	450
АИК-3	173	58	62	6	6	450
АИК-2	173	77	79	7	8	700
АИК-1	173	95	95	9	9	850

допустимых нагрузках указанных низковольтных изоляторов.

На рисунке 174 дан эскиз штыревого изолятора типа Ш и ШД для напряжений от 6 до 35 кв.

Цифра после обозначения изолятора показывает, на какое эксплоатационное напряжение рассчитан нормально данный изолятор.

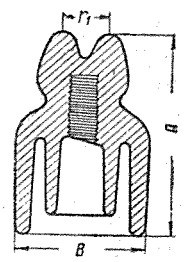


Рис. 172. Штыревой изолятор типа ТФ.

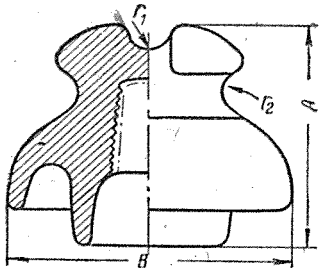


Рис. 173. Изоляторы типа АИК и ШС.

На рисунке 175 дан эскиз штыревого изолятора типа УШЛ, рассчитанного на применение при эксплоатационных напряжениях линий 6 и 10 кв.

В таблице 99 даны размеры, а также механические и электрические характеристики высоковольтных штыревых изоляторов; приведённый в таблице изолятор типа ШС по своей форме и размерам аналогичен изолятору АИК.

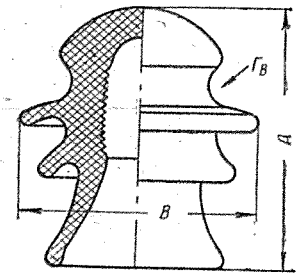


Рис. 174. Штыревые изоляторы типа Ш и ШД.

Монтаж штыревых изоляторов производится на крюках или штырях в соответствии с таблицей 100.

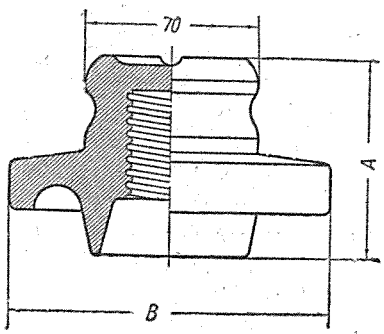


Рис. 175. Изолятор типа УШЛ.

Таблица 99

Размеры и характеристики высоковольтных штыревых изоляторов

Тип изолятора	Размеры (мм) Рис. 174 и 175 A	B	Механические характеристики: Нагрузка испытательная (кг)	Нагрузка разрушающая (кг)	Электрические характеристики. Напряжение (кв): сухоразрядное	мокроразрядное	среднепробивное	минимальное пробивное
УШЛ	78	130	—	800	58,5	27,9	101,6	94,5
Ш-6	90	85	450	800	50	25	75	65
ШД-6	108	100	—	1300	52	—	—	76
ШС-6	90	120	—	1400	58	29	—	93
Ш-10	110	105	600	1100	60	33	90	78
ШД-10	126	112	—	1900	62	38	—	90
ШС-10	106	140	—	1400	64	36	—	101
Ш-20	165	160	800	1400	85	52	128	111
ШД-20	190	185	1200	—	88	86	60	140
Ш-35	255	240	2000	—	120	80	180	156
ШД-35	275	255	2000	—	128	90	—	125

Таблица 100

Подбор стальных крюков и штырей к линейным изоляторам

Тип крюка или штыря	Предназначен для изолятора типа
Крюк КН-18	ТФ-1 и ТФ-2
» КН-16	ТФ-3
» КН-12	ТФ-4
» КВ-22	Ш-6 и Ш-10
» КВ-25	Ш-20
Штырь ШН-17	ТФ-1 и ТФ-2
» ШН-18	ТФ-1 и ТФ-2
» ШН-21	Ш-6, ШД-6, ШС-6, Ш-10, ШД-10 и ШС-10
Штырь ШУ-22	То же
» ШУ-24	Ш-10, ШД-10 и ШС-10
» ШУ-26	Ш-20 и ШД-20
» ШУ-30	То же
» ШН-37	Ш-35 и ШД-35
» ШН-38	То же
» ШН-40	То же

На рисунке 176 дан эскиз наиболее распространённого в сельских электроустановках стального крюка типа КВ-22 для высоковольтных линий.

При отсутствии высоковольтных изоляторов нормами допускалось применение для высоковольтных линий с деревянными опорами, помимо изоляторов, указанных в таблицах, также следующих изоляторов:

Для линий 10 кв ШД-6; Ш-6; ШИ-6 и ШС-6
» » 6 » ТФ-1; ТФ-2; АИК-1 и АИК-2
» » 3 » ТФ-3 и АИК-3.

Для сельских линий передач напряжением 6—10 кв применяются исключительно одиночные опоры — так называемые «свечки», закопанные в землю нормально на 2 м. На промежуточных опорах в населённых и ненаселённых местностях изоляторы монтируются на крюках. На анкерных, угловых и концевых опорах изоляторы монтируются преимущественно на штырях, причём сами опоры устраиваются с деревянными траверзами. Столбы, как правило, всегда составляются из двух частей — стойки и стула (пасынка). Основным элементом конструкции для всех типов опор линий 6—10 кв принимается наиболее ходовой столб стандартной длины в 8,5 м.

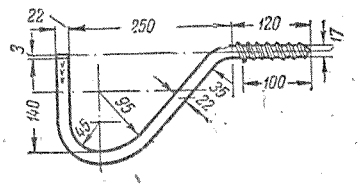


Рис. 176. Крюк типа КВ-22 для штыревых изоляторов линий высокого напряжения.

На рисунке 177 дана конструкция наиболее распространённой промежуточной опоры для незаселённой местности с крюками типа КВ-22.

Опора составлена из стойки длиною 8,5 м, диаметром от 16 см, и стула длиною 5 м, диаметром от 23 см. Стойка со стулом скрепляется двумя проволочными бандажами, по 8 витков в каждом.

Конструкция промежуточной опоры для заселённой местности отличается от опоры в незаселённой местности длиною стула (пасынка), которая берётся равной 6 м вместо 5 м. Кроме того, провода на опоре для заселённой местности должны иметь двойное крепление. В том и другом случае провод крепится к верхушке изолятора (головная вязка).

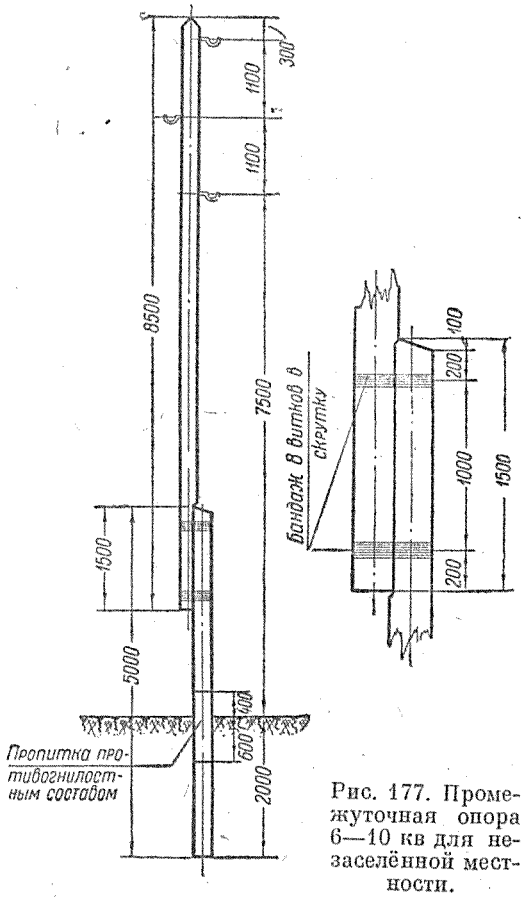


Рис. 177. Промежуточная опора 6—10 кв для незаселённой местности.

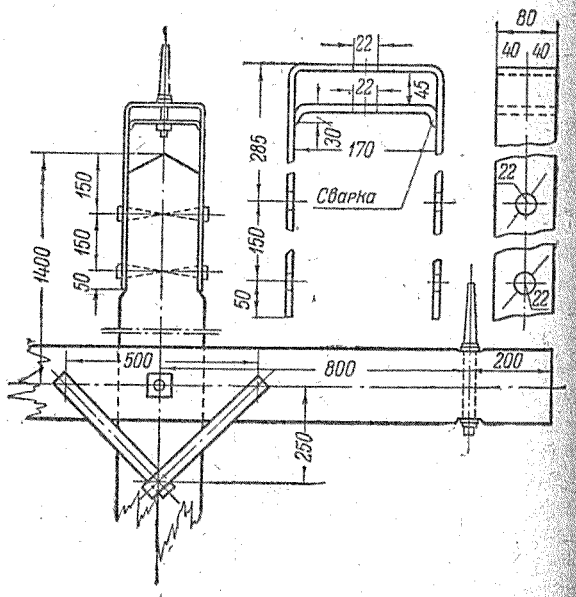


Рис. 178. Крепление изоляторов при одинарном подвесе проводов на промежуточной опоре 6—10 кв.

Промежуточные опоры для незаселённой и заселённой местности применяются и более усиленного типа. Эти опоры осуществляются с траверзами и штыревыми изоляторами. Один из проводов крепится к изолятору на вершине столба, где монтируется скоба со штырём. Двойной подвес на опоре для заселённой местности устраивается вдоль линии. На рисунке 178 дана конструкция крепления изоляторов при одинарном подвесе проводов, а на рисунке 179— при двойном на промежуточных опорах усиленного типа.

На рисунке 180 приведена типовая конструкция анкерной или концевой опоры для незаселённой местности с одинарным анкерным подвесом. Для заселённой местности провода должны иметь двойной анкерный подвес; кроме того, длина пасынка увеличивается на один метр.

На рисунке 181 дана конструкция угловой опоры для лёгких проводов и углов поворота от 60° до 90°.

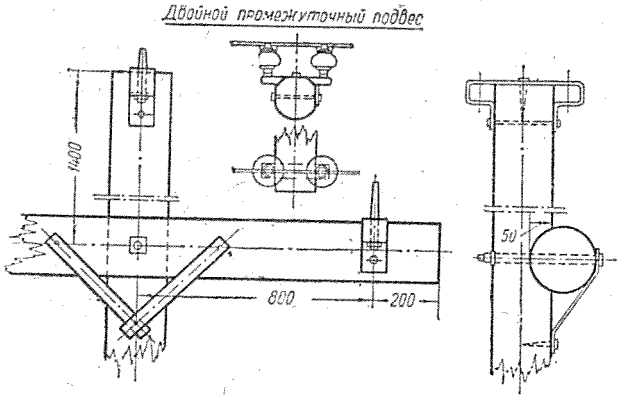


Рис. 179. Крепление изоляторов при двойном подвесе проводов на промежуточной опоре 6—10 кв.

Для более тяжёлых проводов разных материалов сечениями от 35 до 70 кв. мм и для углов поворота не более 60° длину пасынка угловой опоры нужно увеличить на один метр.

Опоры воздушных линий низкого напряжения в сельских электроустановках сооружаются по типовым конструкциям, действующим в системе Главсельэлектро, для которых использована стандартная длина столба в 8,5 м. Промежуточная опора («свечка») с тремя проводами на крюках (рис. 182) применяется либо на двухфазных ответвлениях с нулевым проводом, либо на однофазных ответвлениях с третьим проводом для управления лампами наружного освещения. При размещении пяти проводов на опоре, нижний провод обычно применяется в качестве «фонарного», следующий за ним — нулевой, а остальные три — фазные провода (рис. 182а). В таблице 101 указаны основные расчётные данные пролётов, максимальных стрел провеса и применяемых проводов для этих типов опор.

На рисунке 182б дана конструкция промежуточной низковольтной опоры для пяти проводов с траверсой и изоляторами на штырях, а в таблице 102 — расчётные данные к этой опоре.

Таблица 101

Таблица расчётных данных к низковольтным опорам с крюками

Район гололедности	Провод		Опора для 3 проводов		Опора для 5 проводов	
	Материал	Сечение или диаметр	Расчётный пролёт (м)	Максимальная стрела провеса (см)	Расчётный пролёт (м)	Максимальная стрела провеса (см)
Первый	Медь	6	30	118	—	—
»	»	10	35	105	30	78
»	»	16	45	103	40	81
»	Алюминий	16	35	132	—	—
»	»	25	40	132	30	77
»	»	35	45	131	30	62
»	Железо	∅ 4	45	122	30	54
»	»	∅ 5	45	87	40	69
»	»	∅ 6	45	108	35	69
»	»	35	45	100	40	81
»	»	50	40	101	40	83
Второй	Медь	10	25	99	—	—
»	»	16	30	77	—	—
»	Алюминий	16	25	120	—	—
»	»	25	30	126	—	—
»	»	35	30	96	—	—
»	Железо	∅ 4	30	96	—	—
»	»	∅ 5	30	62	30	62
»	»	∅ 6	30		—	—
»	»	35	30		30	74
»	»	50	30	72	30	72

Таблица 102

Таблица расчётных данных к низковольтным опорам со штырями

Район гололедности	Провода		Расчётный пролёт (м)	Максимальная стрела провеса (см)
	Материал	Сечение или диаметр		
Первый	Медь	6	35	161
»	»	10	40	137
»	»	16	45	103
»	Алюминий	16	35	132
»	»	25	40	132
»	»	35	45	131
»	Железо	∅ 4	45	122
»	»	∅ 5	45	87
»	»	∅ 6	45	108
»	»	35	45	100
»	»	50	45	101
Второй	Медь	10	30	138
»	»	16	40	105
»	Алюминий	25	30	125
»	»	35	35	129
»	Железо	∅ 4	35	131
»	»	∅ 5	40	115
»	»	∅ 6	40	135
»	»	35	40	118
»	»	50	40	114

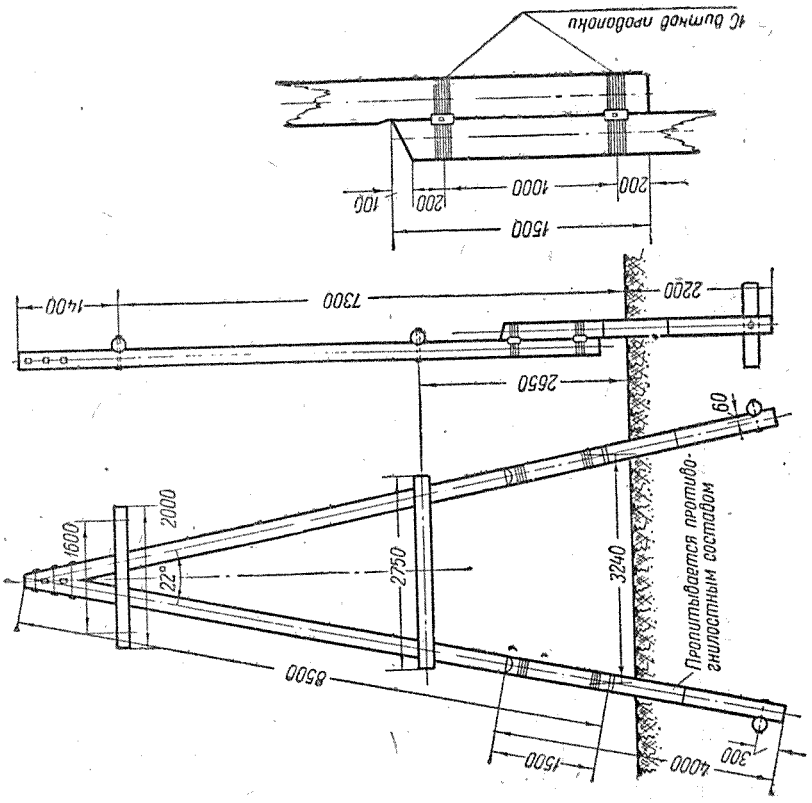


Рис. 181. Угловая опора 6—10 кв для незаселённой местности с углами поворота до 90°.

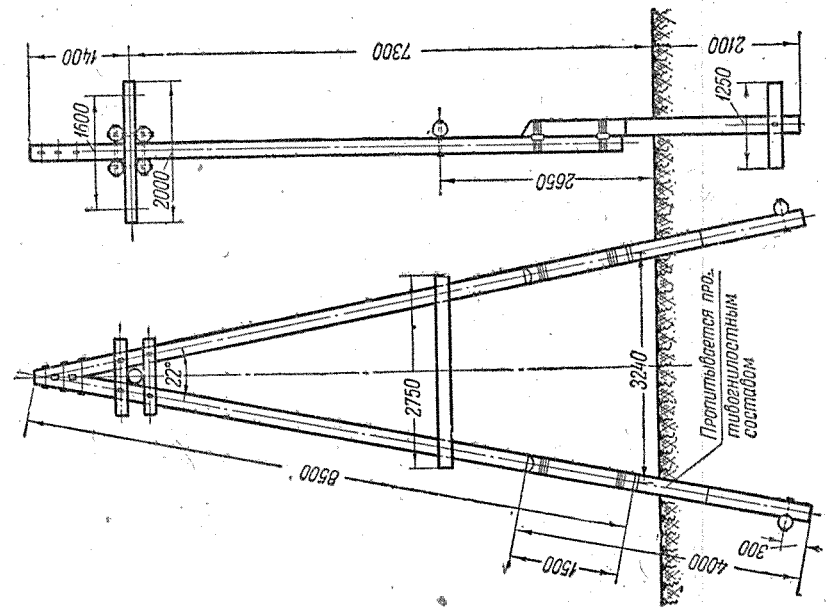


Рис. 180. Концевая, анкерная опора 6—10 кв для незаселённой местности.

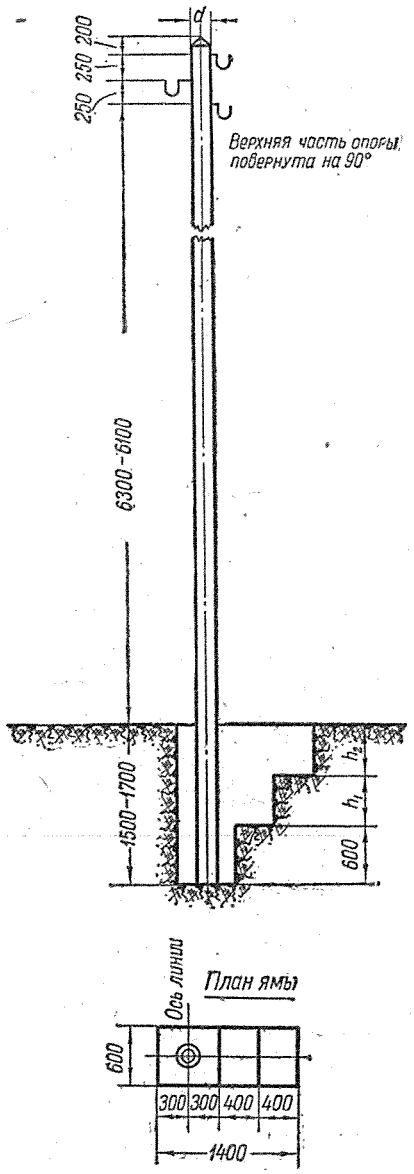


Рис. 182. Низковольтная опора для трёх проводов с изоляторами на крюках.

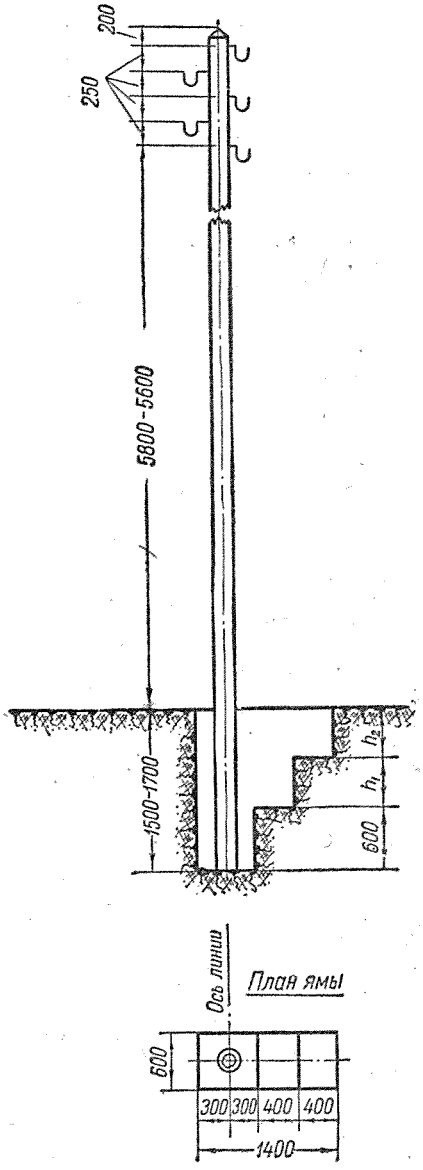


Рис. 182а. Низковольтная опора для пяти проводов с изоляторами на крюках.

При поворотах линии низкого напряжения применяются опоры с подкосами. На линиях низкого напряжения, выполненных проводами крупных сечений (35, 50 кв. мм и выше), особенно стальными многожильными проводами, при поворотах в качестве угловых опор применяются А-образные конструкции, устанавливаемые плоскостью опоры по биссектрисе угла поворота линии.

РАСЧЁТ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Электрический расчёт воздушных линий заключается в том, что по принятой, на основе предварительных заданий или по таблицам отклонений напряжения, величине потери напряжения в процентах (или вольтах) определяется сечение проводов воздушных линий.

Следует различать понятия «падение напряжения» и «потеря напряжения». При безиндуктивной нагрузке, т. е. при коэфициенте мощности $=1$, эти понятия идентичны; при индуктивной нагрузке они различны.

Электрический ток, проходя по проводам, создаёт падение напряжения в проводах. Элементарная электрическая двухпроводная сеть с одним омическим потребителем на конце представляет собою последовательно включённые сопротивления двух проводов и самого потребителя. Напряжение на зажимах потребителя U_2 будет меньше, чем напряжение в точке питания U_1, именно на величину падения напряжения в проводах, т. е. на величину:

$$\Delta u = 2 \cdot I \cdot R, \qquad (141)$$

где Δu — потеря (или падение) напряжения в в;
I — сила тока в цепи в а;
R — сопротивление одного провода в омах.

Напряжение на зажимах потребителя равно: $U_2 = U_1 - \Delta u$. В случае индуктивной нагрузки, т. е. при коэфициенте мощности, меньшем единицы, ток (по направлению) в векторном выражении не совпадает с напряжением сети.

На рисунке 183 изображена векторная диаграмма элементарной электрической двухпроводной цепи с одной индуктивной нагрузкой на конце, причём сами провода обладают столь незначительной индуктивностью, что ею можно пренебречь. Вектор OA изображает силу тока I; вектор OB — напряжение на зажимах потреби-

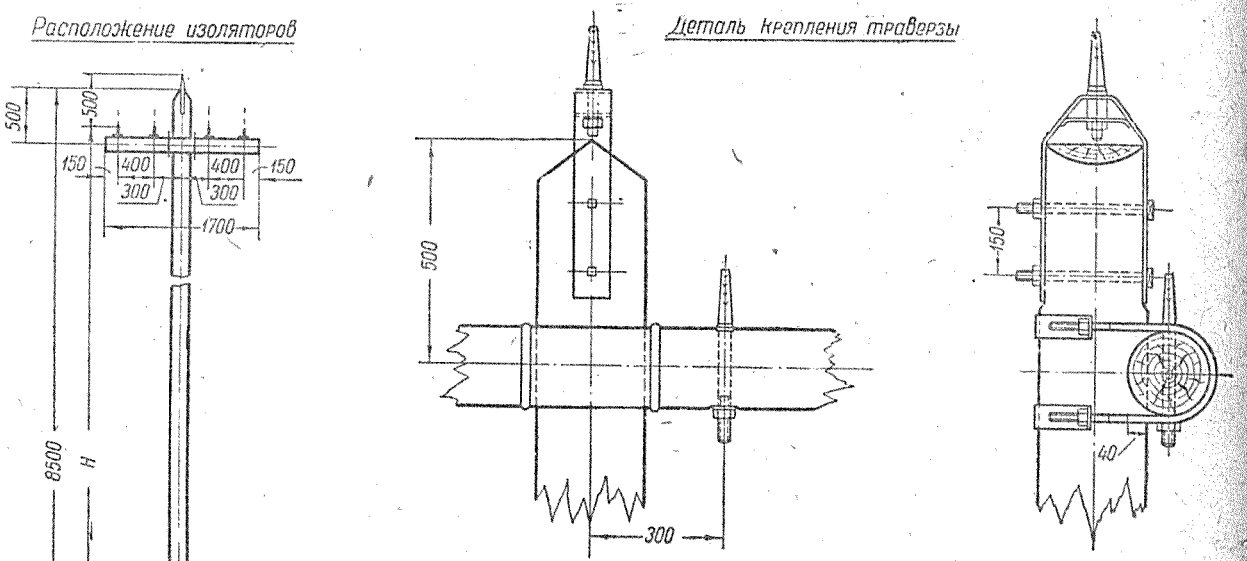


Рис. 182б. Низковольтная опора с траверзой для пяти проводов с изоляторами на штырях.

теля (U_2) между этими двумя векторами сдвиг на угол φ_2. Падение напряжения в проводах изображено в виде вектора BC, который вследствие ничтожной индуктивности самих проводов совпадает по направлению с векторами тока OA, а по величине равен $2IR$.

Напряжение в начале линии определяется геометрическим сложением векторов OB и BC, т. е. вектором OC. Угол сдвига фаз тока и напряжения в начале линии представится углом AOC.

В данном случае решающее значение для расчёта проводов имеет не вектор падения напряжения BC, по величине равный $2IR$, а алгебраическая разность между напряжениями в начале линии (OC) и конце её (OB), т. е. потеря напряжения (Δu).

Проведя из точки O как из центра дугу радиуса OC, находим:

$$BE = OC - OB = \Delta u.$$

В виде дальнейшего упрощения, принимая во внимание незначительную погрешность, заменяем дугу CE перпендикуляром из точки C на продолжение вектора OB. Величину BE мож-

но с достаточной точностью приравнять к BD и считать, что

$$\Delta u = OC - OB = BD = BC \cdot \cos\varphi,$$

или

$$\Delta u = 2IR\cos\varphi. \qquad (142)$$

В формуле 142 заменяем R на удельную проводимость проводникового материала κ в сим. м/мм² (для меди или алюминия), длину линии

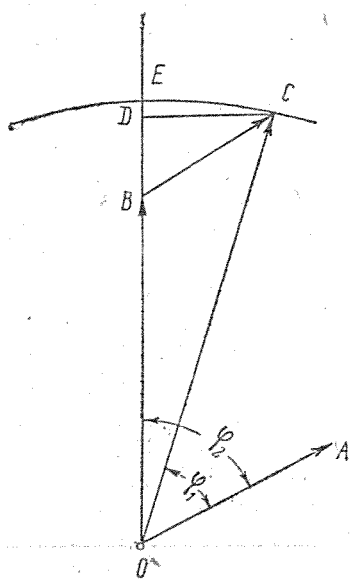


Рис. 183. Векторная диаграмма цепи однофазного тока.

l в метрах и сечение провода q в кв. миллиметрах; имеем:

$$R = \frac{l}{k \cdot q} \text{ ом},$$

т. е. для безиндуктивной нагрузки при двухпроводной линии получается:

$$\Delta u = \frac{2Il}{k \cdot q}, \qquad (143)$$

а для индуктивной:

$$\Delta u = \frac{2Il\cos\varphi}{kq}. \qquad (144)$$

В этих формулах силу тока I можно заменить передаваемой по проводам мощностью P в ваттах.

При безиндуктивной нагрузке и однофазной (двухпроводной) линии $P = UI$, а при индуктивной нагрузке

$$P = UI\cos\varphi.$$

Заменяя в формулах 143 и 144 UI на P, имеем для безиндуктивной нагрузки:

$$\Delta u = \frac{2Pl}{kqU},$$

а для индуктивной:

$$\Delta u = \frac{2Pl\cos\varphi}{kqU\cos\varphi} = \frac{2Pl}{kqU},$$

т. е. для обоих случаев при расчёте, исходя из передаваемой мощности, получим аналогичную формулу:

$$\Delta u = \frac{2Pl}{kqU}. \qquad (145)$$

По этой формуле очень часто рассчитывается не потеря напряжения Δu, а сечение проводов путём следующего преобразования:

$$q = \frac{2Pl}{k \cdot \Delta u \cdot U}. \qquad (146)$$

Величина Δu в формулах берётся в вольтах, однако чаще всего приходится принимать её в процентах от эксплоатационного напряжения U.

Обозначим потерю напряжения в процентах через e:

$$e = \frac{\Delta u \cdot 100}{U},$$

или

$$\Delta u = \frac{e \cdot U}{100}.$$

Подставляя это значение в формулы 145 и 146, имеем:

$$e = \frac{2Pl \cdot 100}{k \cdot q \cdot U^2}; \qquad (147)$$

$$q = \frac{2Pl \cdot 100}{k \cdot e \cdot U^2}. \qquad (148)$$

Приведённые выше выводы формул были даны с целью напомнить об основных принципах расчёта линий из цветных металлов на потерю напряжения. В дальнейшем выводы для различных случаев не приводятся, а даются расчётные формулы, применяемые при проектировании сельских линий высокого и низкого напряжения.

Расчётные формулы для проводов из цветного металла приведены в таблице 103; для стальных многожильных — в таблице 104; для стальных одножильных — в таблице 104а.

В таблицах применены следующие условные обозначения:

$U_ф$ — фазное напряжение в,
$U_л$ — линейное » »
I — сила тока а,
P — мощность вт,
l — длина расчётного участка м,
L — то же км,

R — сопротивление 1 км провода из цветного металла в омах,

R_{ω} — активное сопротивление переменному току стального провода ом/км,

$X_{вн}$ — внутреннее индуктивное сопротивление переменному току стального провода ом/км,

$X_{вш}$ — внешнее индуктивное сопротивление проводов стальных и из цветных металлов ом/км,

Z — полное сопротивление железного провода переменному току ом/км,

k — удельная проводимость (для меди 55,7; для алюминия — 33,9),

q — сечение провода кв. мм,

D — расстояние между проводами см,

r — радиус провода см.

Таблица 103

Медные и алюминиевые провода

Сеть	Расчётная формула	Примечания
Однофазная двухпроводная (1 фаза +0)	$e=\frac{2Pl\cdot 100}{k\cdot q\cdot U_{ф}}\ \%$	Применяется при $\cos\varphi=1$ или при $\cos\varphi<1$, но в тех случаях, когда индуктивностью самих проводов можно пренебречь
Двухфазная трёхпроводная (2 фазы+0)	$e=\frac{2{,}25\cdot Pl\cdot 100}{k\cdot q\cdot U^2_{л}}\ \%$	То же
Трёхфазная четырёхпроводная (3 фазы+0)	$e=\frac{P\cdot l\cdot 100}{k\cdot q\cdot U_{л}{}^2}\ \%$	То же
Трёхфазная: трёхпроводная для высокого напряжения и четырёхпроводная для низкого напряжения (3 фазы+0)	$e=\frac{1{,}73\cdot I\cdot L\cdot(R\cos\varphi+X_{вш}\cdot\sin\varphi)\cdot 100}{U_{л}}\ \%$ $X_{вш}=314\cdot(4{,}6\lg\frac{D}{r}+0{,}5)\cdot 10^{-4}$	Применяется при $\cos\varphi<1$ в тех случаях, когда следует учесть индуктивность проводов

Таблица 104

Многожильные стальные провода

Сеть	Расчётная формула	Примечания
1 фаза+0	$e=\frac{2I\cdot L\cdot R_{\omega}\cdot 100}{U_{ф}}\ \%$	$\cos\varphi=1$
2 фазы+0	$e=\frac{1{,}5\cdot I\cdot L\cdot R_{\omega}\cdot 100}{U_{ф}}\ \%$	То же
3 фазы+0	$e=\frac{I\cdot L\cdot R_{\omega}\cdot 100}{U_{ф}}\ \%$	То же
Трёхфазная высокого напряжения и трёхфазная четырёхпроводная низкого напряжения (3 фазы+0)	$e=\frac{1{,}73\cdot I\cdot L\cdot[R_{\omega}\cos\varphi+(X_{вн}+X_{вш})\sin\varphi]\cdot 100}{U_{л}}\ \%$ $X_{вш}=314\cdot 4{,}6\cdot\lg\frac{D}{r}\cdot 10^{-4}$	$\cos\varphi<1$

Таблица 104а

Стальные одножильные провода

Сеть	Расчетная формула	Примечания
1 фаза+0	$e=\frac{2 \cdot IL \cdot Z \cdot 100}{U_{ф}}$ %	$\cos\varphi=1$ и
2 фаза+0	$e=\frac{1{,}5 \cdot I \cdot L \cdot Z \cdot 100}{U_{ф}}$ %	$\cos\varphi<1$
3 фаза+0	$e=\frac{I \cdot L \cdot Z \cdot 100}{U_{ф}}$ %	То же
Трехфазная высокого напряжения	$e=\frac{1{,}73 \cdot I \cdot L \cdot Z \cdot 100}{U_{л}}$	То же
		То же

РАСЧЁТ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО НОМОГРАММАМ

На рисунках 184—198 приведены номограммы для расчёта проводов.

На оси абсцисс номограмм нанесены мощности в киловаттах, кажущиеся мощности в киловольтамперах и ток в амперах.

Каждая номограмма составлена для определённого эксплоатационного напряжения. Например, требуется определить, какова будет потеря напряжения в случае передачи электроэнергии напряжением 6 000 в на расстояние 6 км, при передаваемой мощности в 35 квт стальными проводами диаметром 5 мм; коэфициент мощности 0,8.

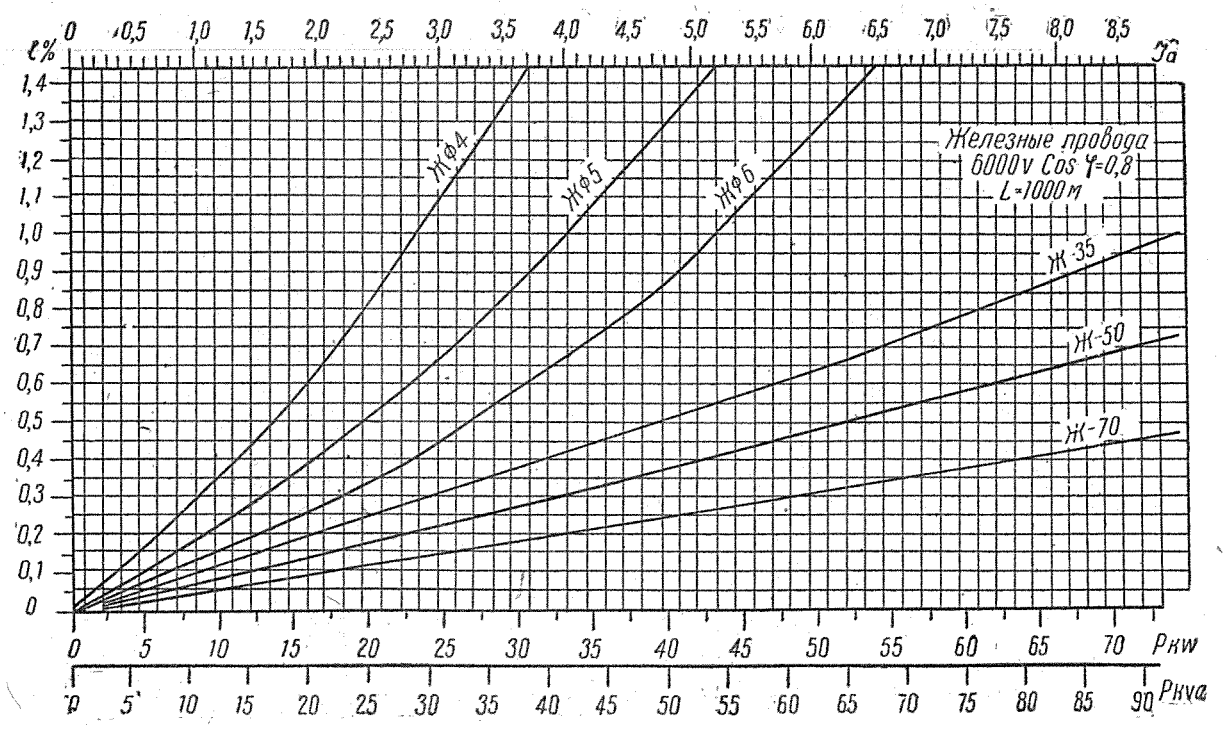


Рис. 184. Стальные провода 6 кв; $\cos\varphi=0{,}8$; $L=1\,000$ м; для мощностей до 75 квт.

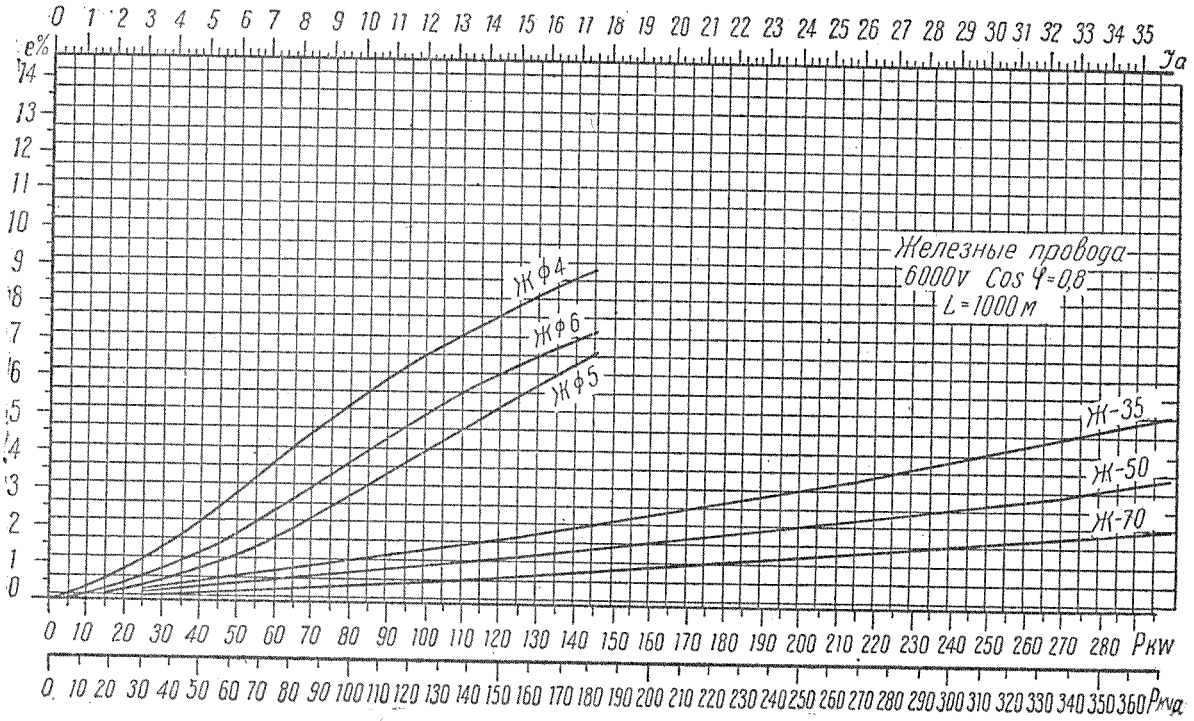


Рис. 185. Стальные провода 6 кв; $\cos\varphi=0{,}8$; $L=1\,000$ м; для мощностей до 290 квт.

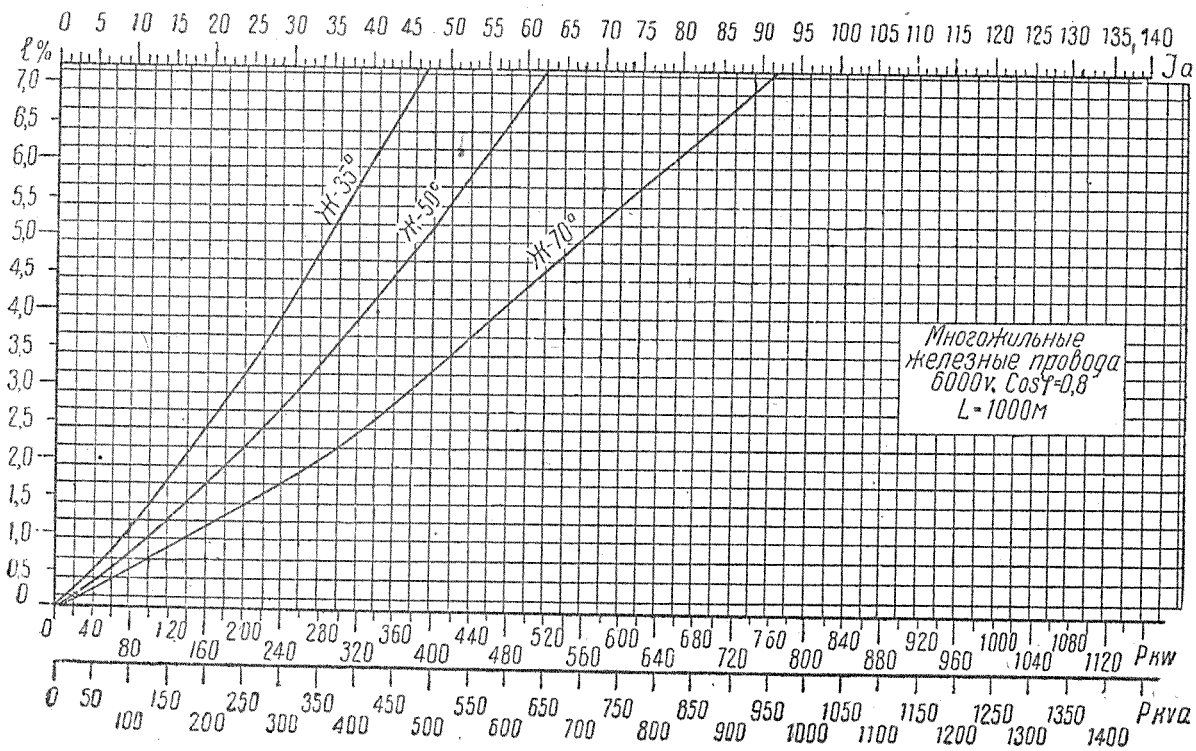


Рис. 186. Стальные провода 6 кв; $\cos\varphi=0{,}8$; $L=1\,000$ м; для мощностей до 1 120 квт.

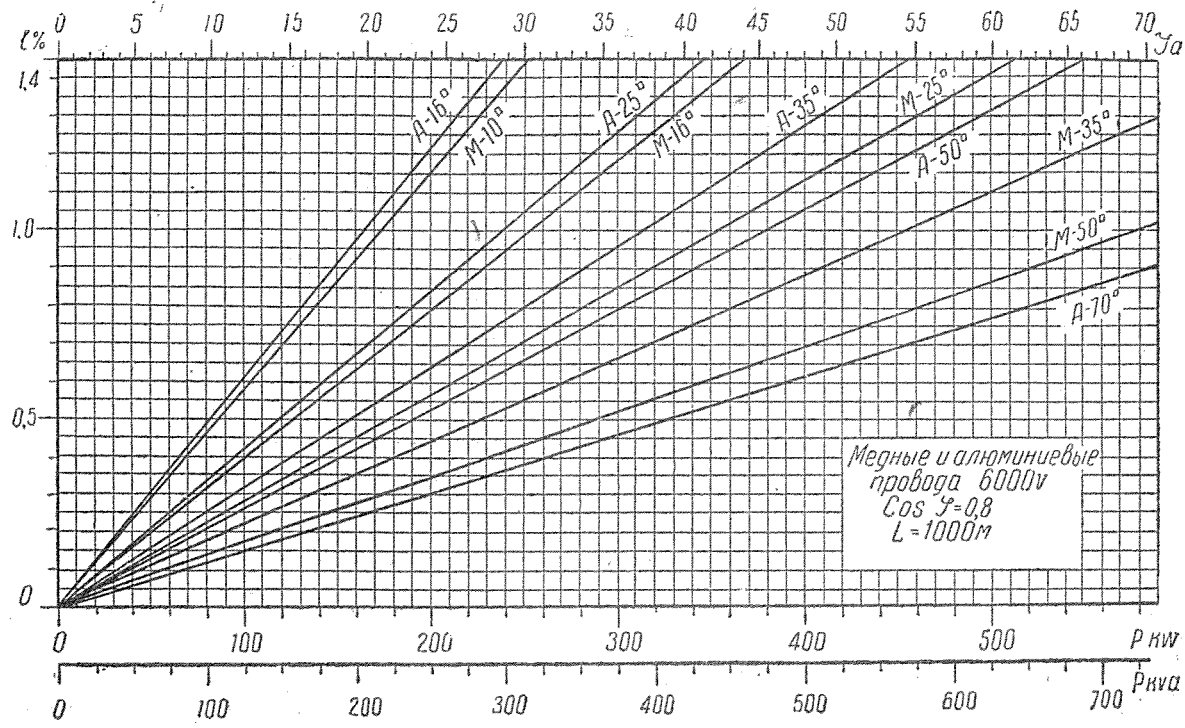


Рис. 187. Медные и алюминиевые провода 6 кв; $\cos\varphi = 0{,}8$; L=1 000 м.

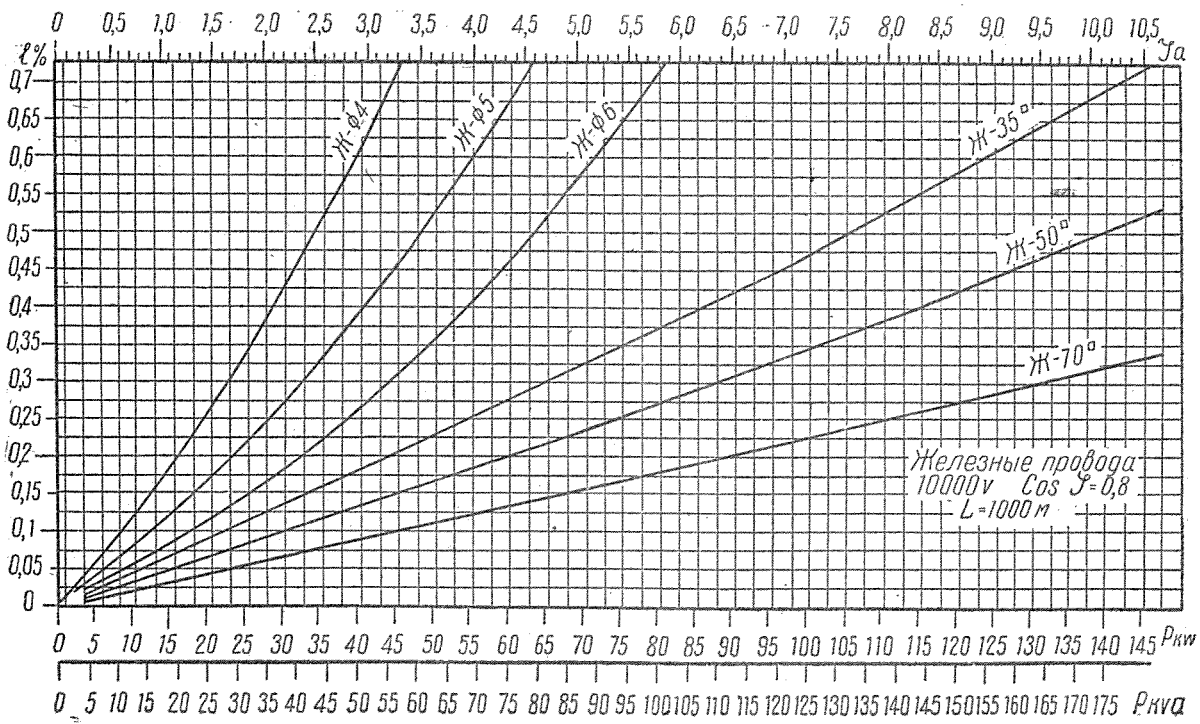


Рис. 188. Стальные провода 10 кв; $\cos\varphi = 0{,}8$; L=1 000 м; для мощностей до 145 квт.

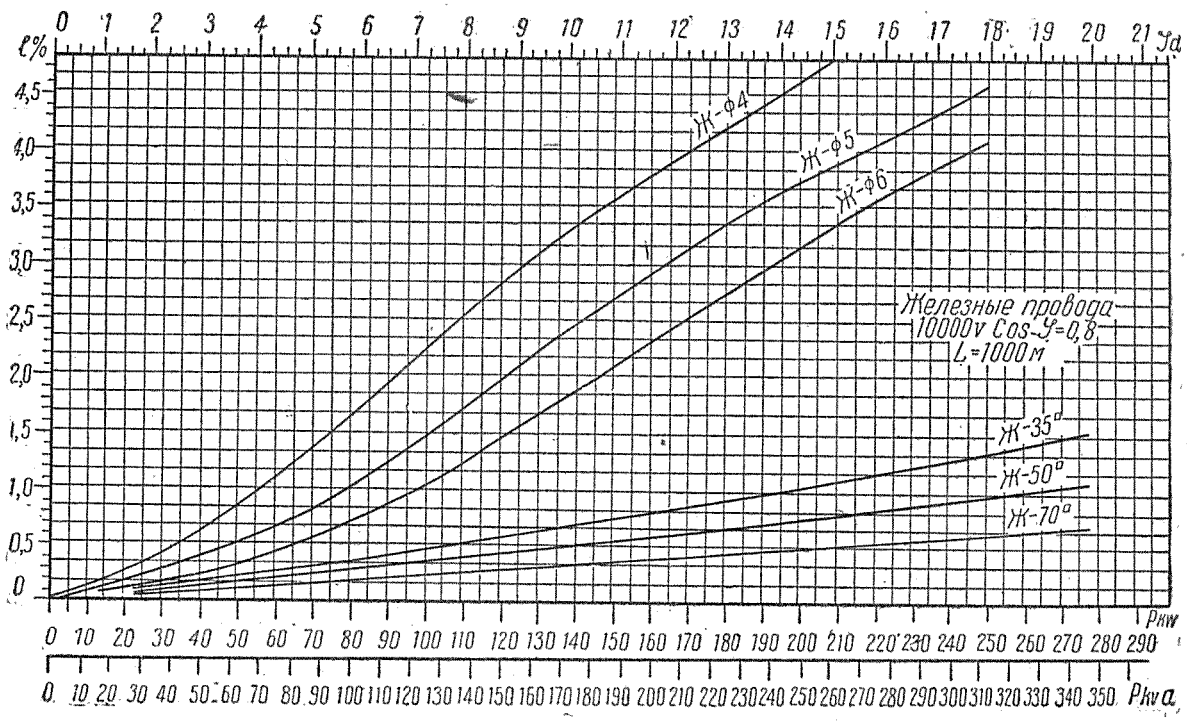


Рис. 189. Стальные провода 10 кв; $\cos\varphi = 0{,}8$; $L = 1\,000$ м; для мощностей до 290 квт.

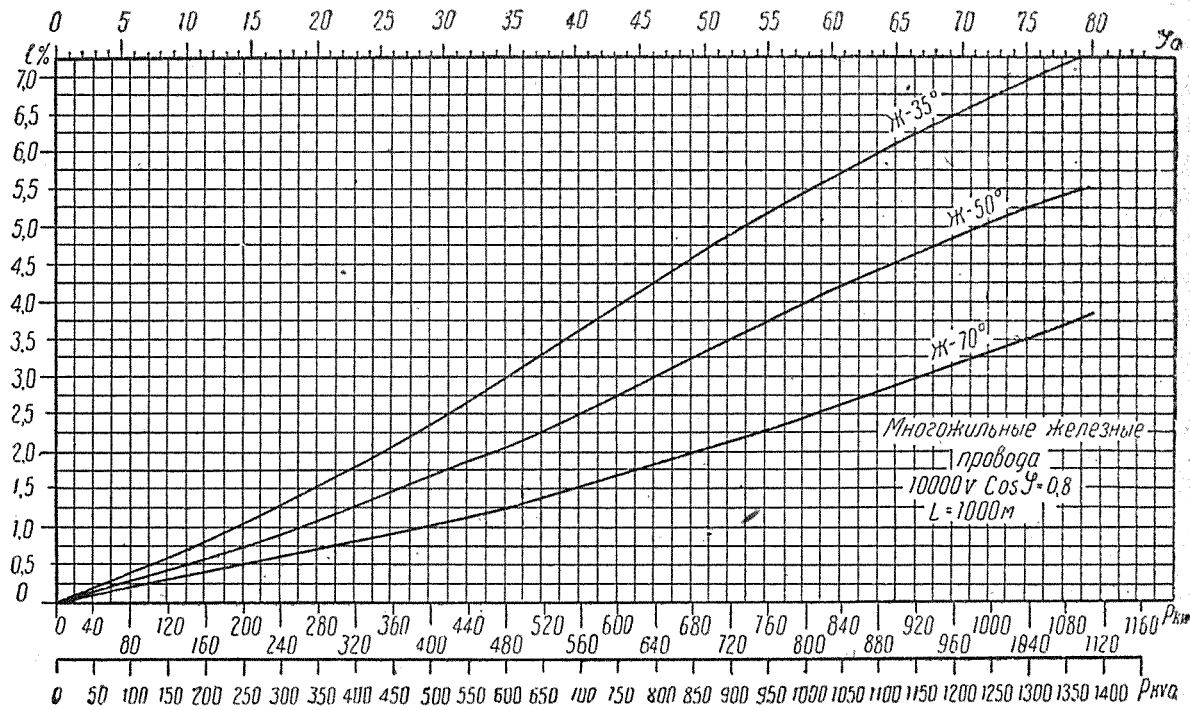


Рис. 190. Стальные провода 10 кв; $\cos\varphi = 0{,}8$; $L = 1\,000$ м; для мощностей до 1 180 квт.

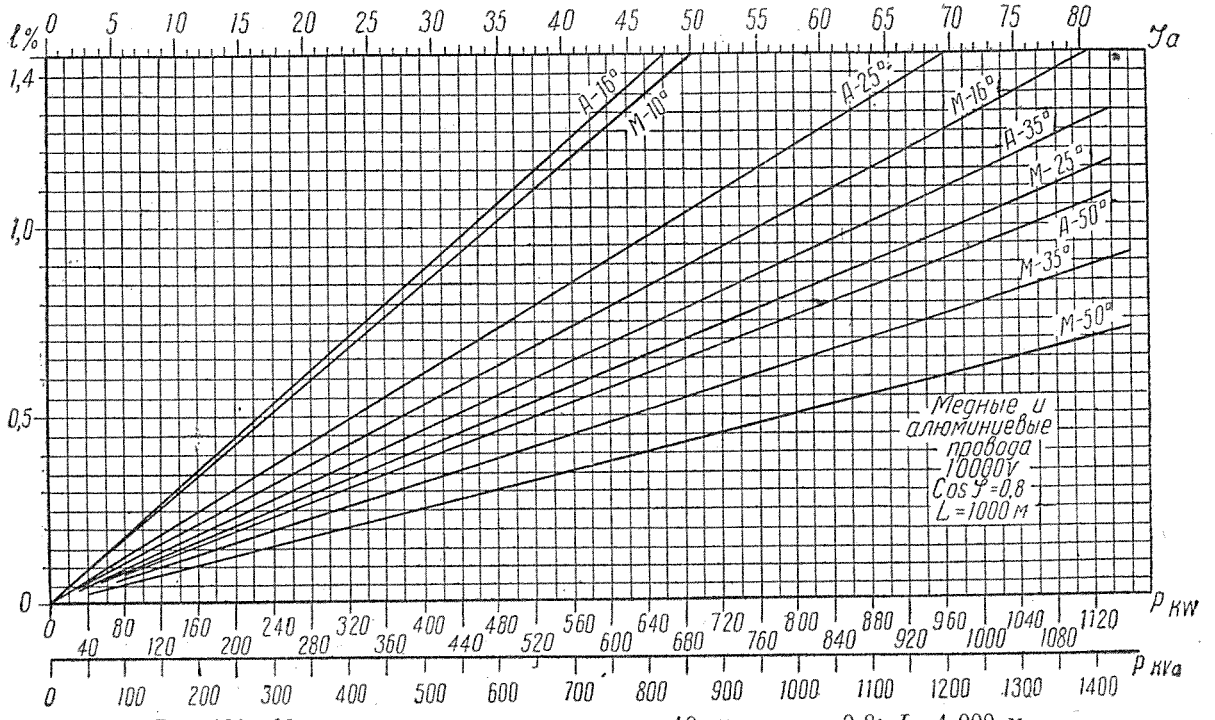


Рис. 191. Медные и алюминиевые провода 10 кв; $\cos\varphi=0{,}8$; $L=1\,000$ м.

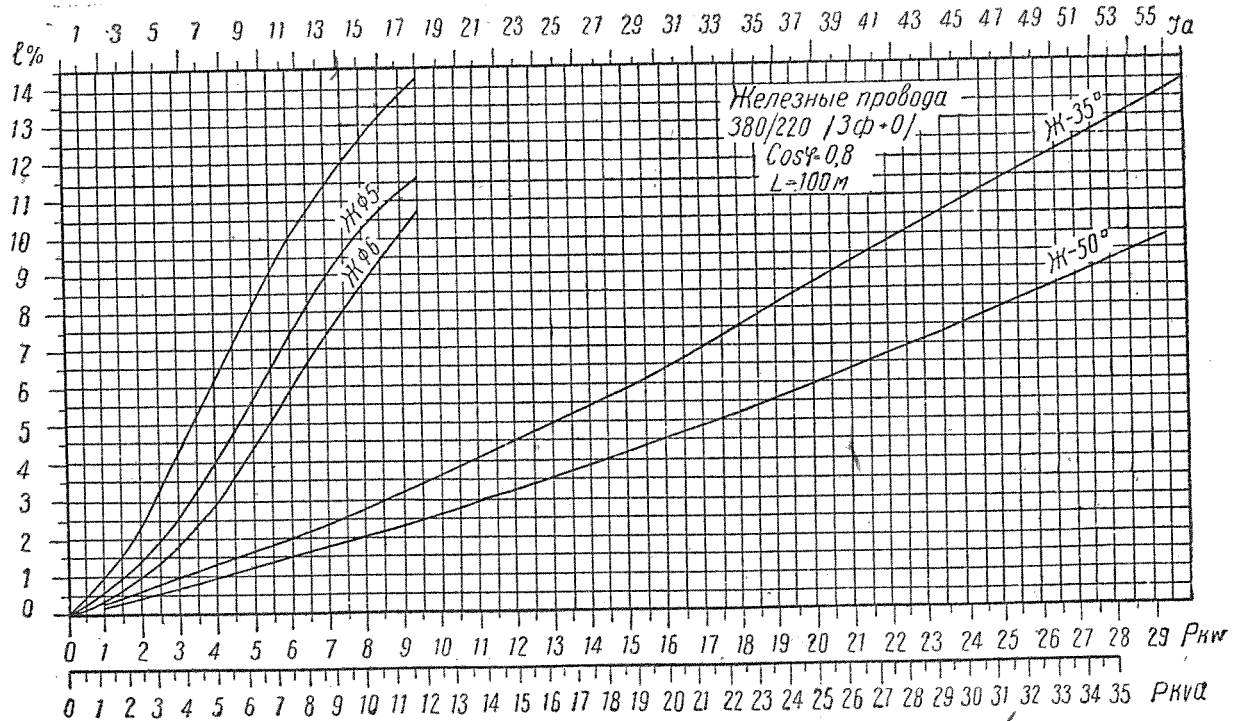


Рис. 192. Стальные провода 380/220 в (три фазы+нуль); $\cos\varphi=0{,}8$; $L=100$ м; мощность до 30 квт.

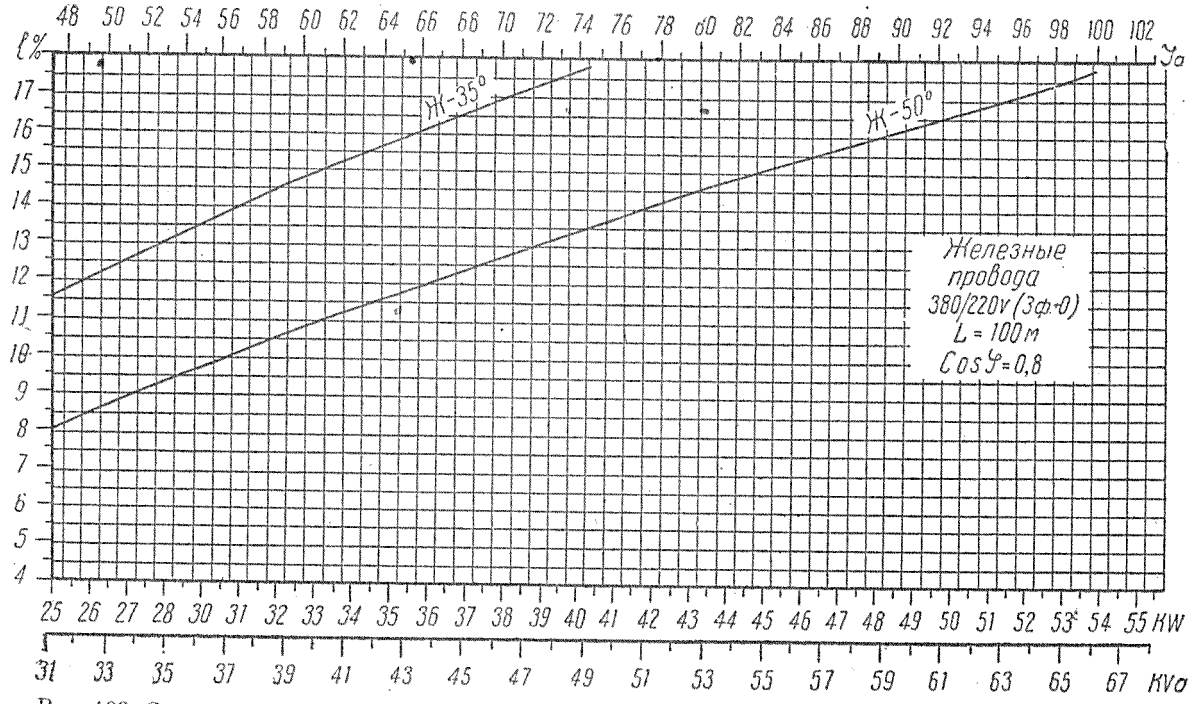


Рис. 193. Стальные провода 380/220 в (три фазы+нуль); $\cos\varphi = 0{,}8$; $L = 100$ м; мощность до 54 квт.

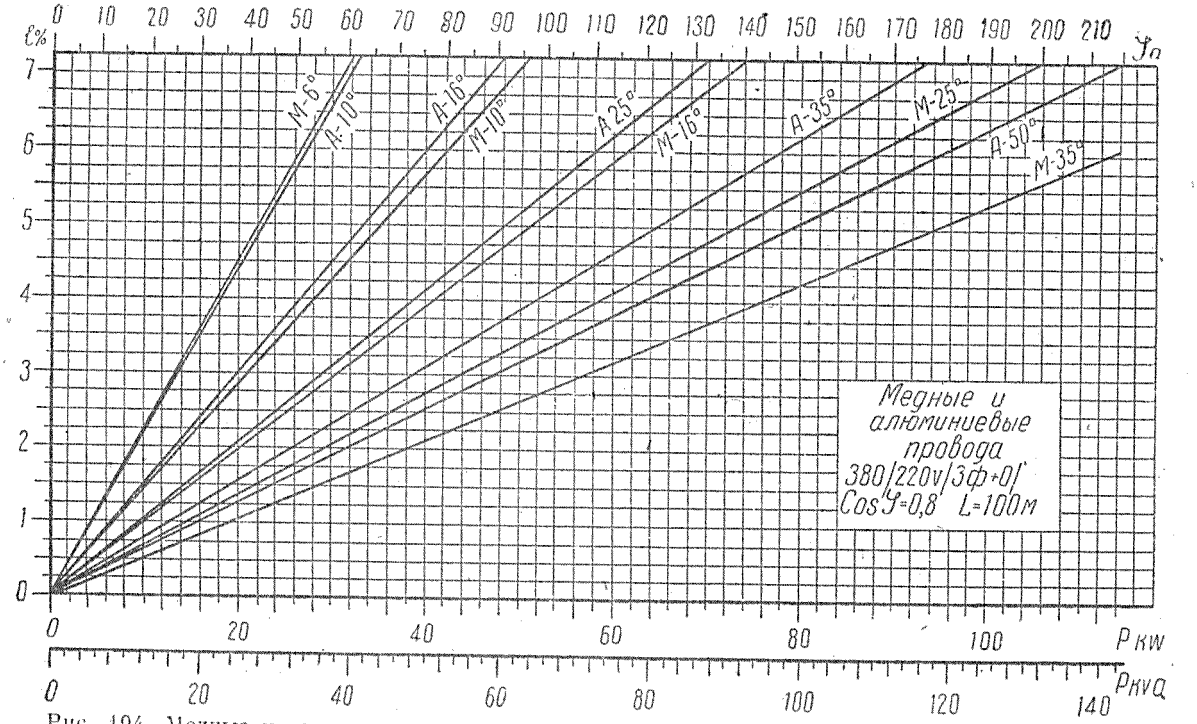


Рис. 194. Медные и алюминиевые провода 380/220 в (три фазы + нуль); $\cos\varphi = 0{,}8$; $L = 100$ м.

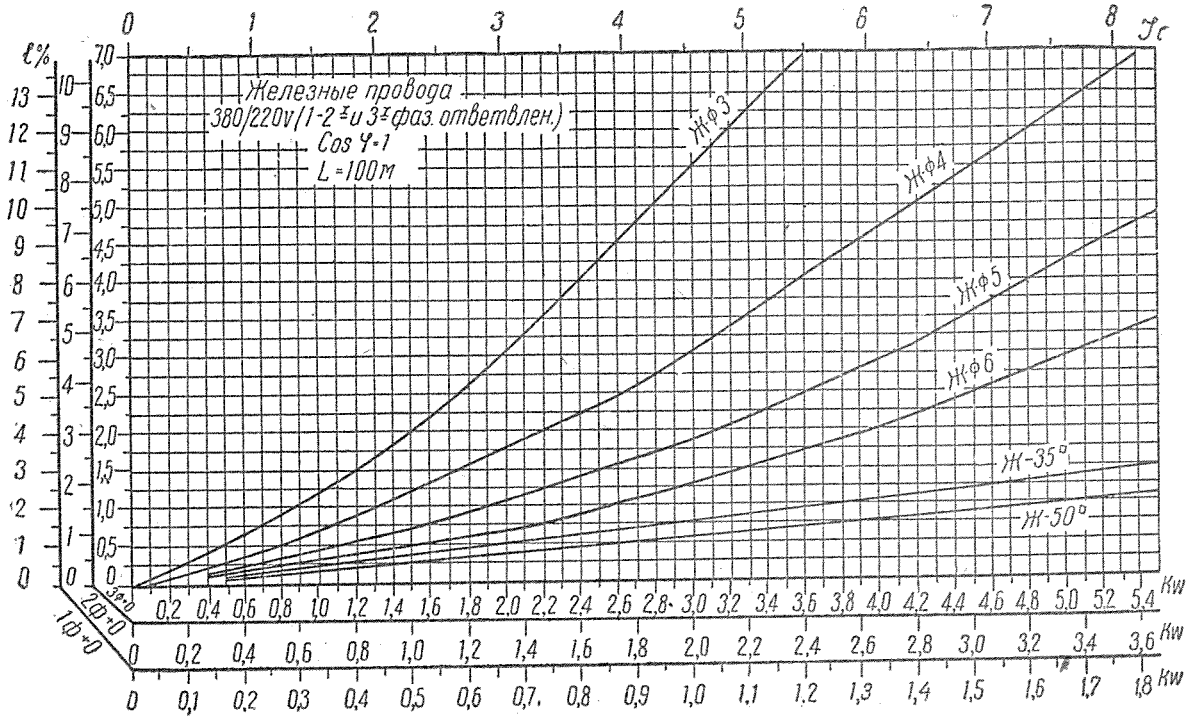


Рис. 195. Стальные провода 380/220 в (1-, 2- и 3-фазные ответвления); $\cos\varphi=1$; $L=100$ м.

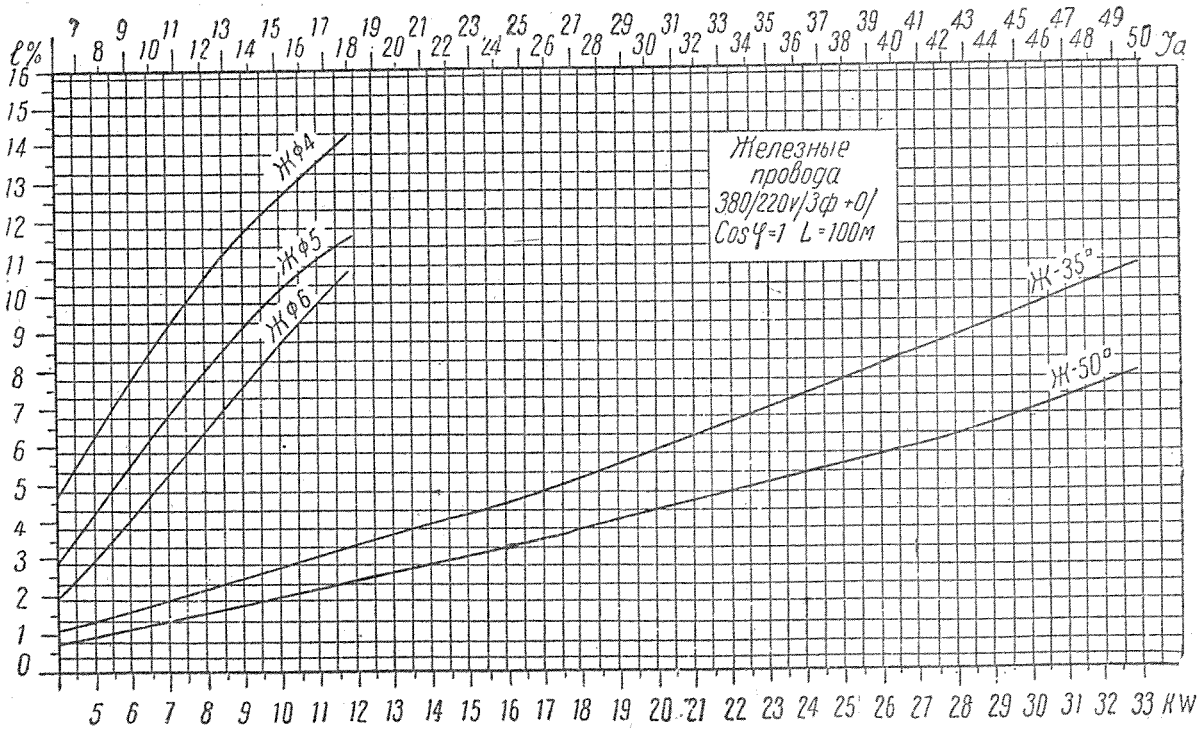


Рис. 196. Стальные провода 380/220 в (три фазы + нуль); $\cos\varphi=1$; $L=100$ м.

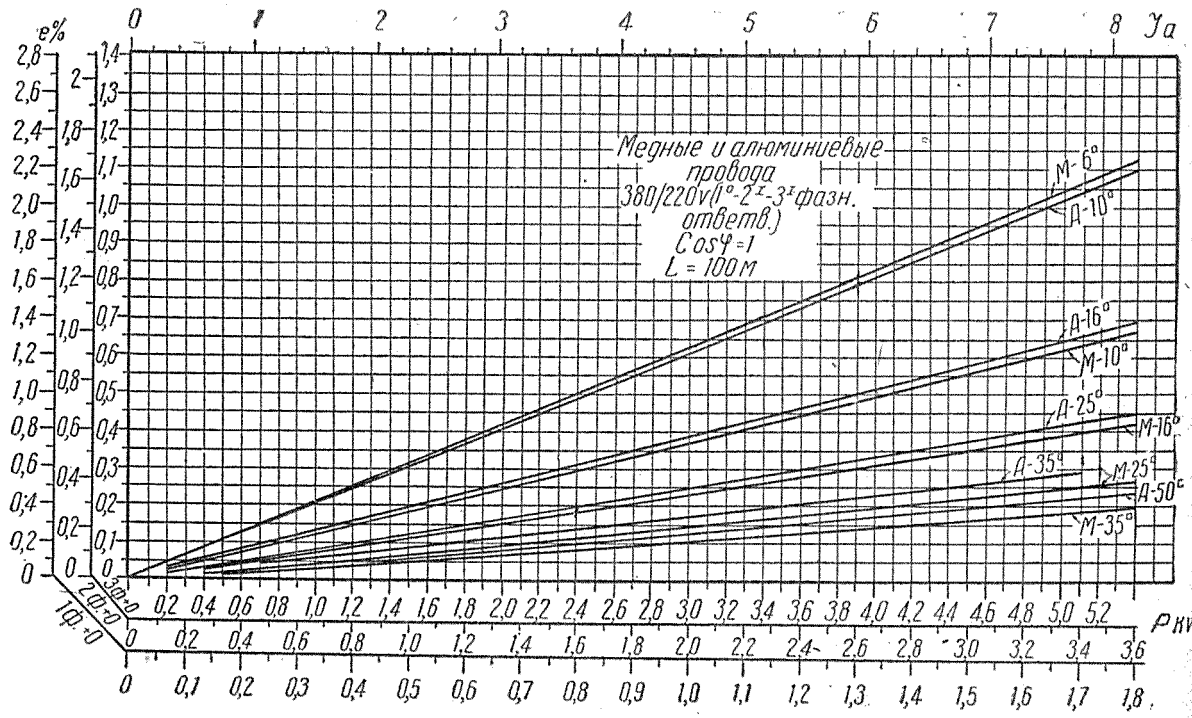


Рис. 197. Медные и алюминиевые провода 380/220 в (1-, 2- и 3-фазные ответвления); cos $\varphi = 1$; $L = 100$ м.

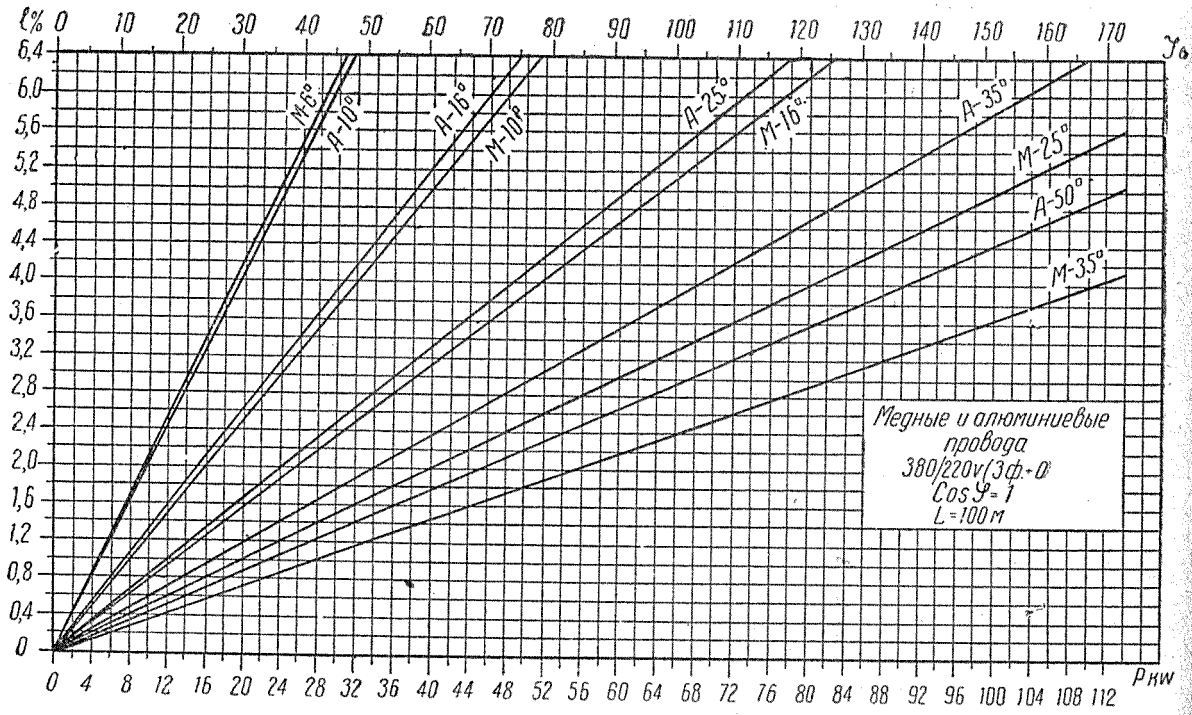


Рис. 198. Медные и алюминиевые провода 380/220 в (три фазы+нуль); cos $\varphi = 1$; $L = 100$ м.

По кривой на рисунке 184 находим: при $P = 35$ квт, $\cos\varphi = 0{,}8$ провода диаметром 5 мм

$$\varphi = 1{,}075\%,$$

а на 6 км

$$\varphi = 1{,}075 \cdot 6 = 6{,}45\%.$$

На рисунке 199 приведена в виде примера расчётная конфигурация высоковольтной сети 6 кв при $\cos\varphi = 0{,}8$.

Все расчёты этой сети на потерю напряжения сведены в таблицу 105.

Расчёт линий на отклонение напряжения

При протекании электрического тока по проводам, в них возникают потери напряжения, которые зависят от величины тока и от активного и реактивного сопротивления проводов.

Линию передачи электроэнергии нужно так рассчитать, чтобы ни в одной точке сети величины напряжения не отклонялись от допустимых величин.

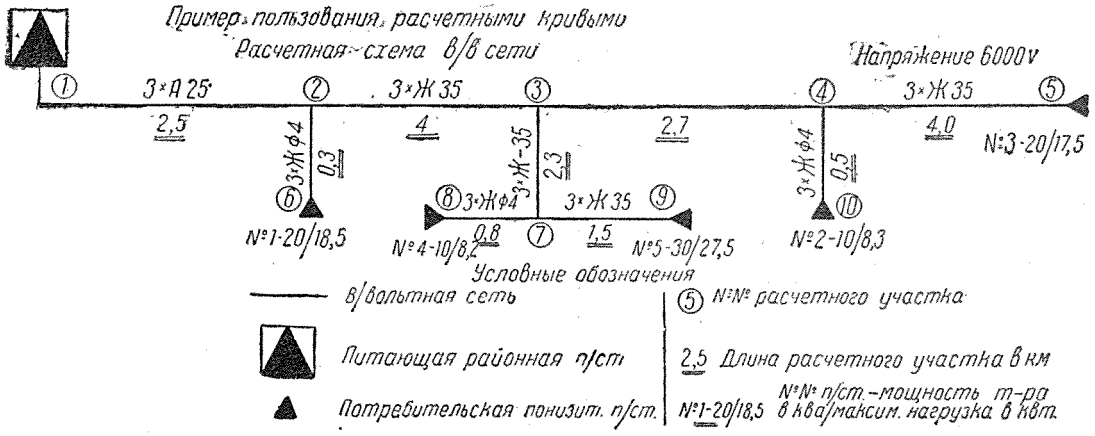


Рис. 199. Пример пользования расчётными номограммами. Расчётная схема сети 6 000 в.

Таблица 105

Сводная таблица расчёта высоковольтной сети напряжением 6 000 в

Наименование расчётного участка	Сумма максим. мощности по отдельным подстанциям (в квт)	Коэфиц. одновременности	Расчётн. мощность (в квт)	Длина расчётного участка (в км)	Марка и сечение (в кв. мм) проводов	Потеря напряжения (в %)		
						на 1 км линии	на расчётном участке	от точки питания
1—2	80,0	0,8	64,0	2,5	3×А-25	0,304	0,76	0,76
2—3	61,5	0,85	52,1	4,0	3×Ж-35	0,72	2,88	3,64
3—4	25,8	0,9	23,3	2,7	3×Ж-35	0,285	0,77	4,41
4—5	17,5	1,0	17,5	4,0	3×Ж-35	0,19	0,76	5,17
2—6	18,5	1,0	18,5	0,3	3×Ж∅4	0,64	0,192	0,952
3—7	35,7	0,95	33,9	2,3	3×Ж-35	0,41	0,94	4,58
7—8	8,2	1,0	8,2	0,8	3×Ж∅4	0,26	0,21	4,79
7—9	27,5	1,0	27,5	1,5	3×Ж-35	0,307	0,46	5,04
4—10	8,3	1,0	8,3	0,5	3×Ж∅4	0,26	0,13	4,54

Отклонения напряжения в сторону уменьшения недопустимы по тем соображениям, что приёмники электрической энергии при этом начинают работать со значительно меньшей эффективностью: световой поток лампы, крутящий момент электромоторов, тепловой эффект нагревательных приборов значительно снижаются. Изменение напряжения в сторону увеличения сверх установленных норм нежелательно, так как это влечёт за собой порчу приёмников электроэнергии — перегорание ламп, нагревательных приборов, порчу изоляции электромоторов и т. д.

Практикой сельской электрификации и нормативами Главсельэлектро установлено, что отклонение от стандартного эксплоатационного напряжения у самого близкого к любой подстанции или к генератору токоприёмника при нагрузке в 25% ни в коем случае не должно превосходить 7,5% в высшую сторону. Отклонение же напряжения в низшую сторону у наиболее отдалённого от подстанции или электростанции токоприёмника при нагрузке в 100% не должно превышать 10%. Нельзя заранее и для всех случаев нормировать какой-то

определённый расчётный процент этих потерь напряжения в проводах линии высокого или низкого напряжения.

В зависимости от того, каковы отклонения напряжения в точке питания, можно выбрать расчётные величины потерь напряжения для дальнейших участков, чтобы рассчитать провода. При проектировании воздушных линий необходимо определить величину отклонений напряжения в точках, начиная от энергоснабжающей установки и кончая потребителями. Это рассчитывается для двух основных режимов работы: максимальной нагрузки и нагрузки в размере 25% от максимума. Расчёту воздушных линий должно предшествовать составление приближённых таблиц отклонения напряжения для всех элементов сети.

Для того чтобы перейти к составлению таблицы отклонений напряжения, необходимо уяснить вопросы регулирования напряжения на ответвлениях высокой стороны (анцапфах) силовых трансформаторов.

Разберём в первую очередь вопрос в отношении понижающих трансформаторов. Применяемые при строительстве сельских ГЭС трёхфазные трансформаторы с высокой стороны рассчитаны на напряжения 10 000—6 000 в с отклонениями плюс или минус 5%. С низкой стороны при холостом ходе нормированное напряжение составляет 400/230 в. При полной нагрузке, в зависимости от значения коэфициента мощности, возникает та или иная внутренняя потеря напряжения в трансформаторе, которая может быть принята при составлении расчётных таблиц в размере от 4 до 5%. При нагрузке в 25% можно принять, что и потери напряжения внутри трансформатора составят также 25% от потерь при полной нагрузке. Подводящие провода высокого напряжения могут быть присоединены либо к нормальным зажимам трансформатора, либо к зажимам плюс 5% или минус 5%. Для случая трансформаторов 6 кв это соответствует зажимам 6000, 6300 и 5700 в. При пользовании зажимами плюс 5%, т. е. 6 300 в, коэфициент трансформации увеличивается. Обратное получается при пользовании зажимами 5 700 в.

При полной нагрузке получаемое на низкой стороне напряжение следует уменьшить на 4%, а при нагрузке 25% — на 1%. Например, трансформатор 6 000/400 присоединён к зажимам высокой стороны минус 5% (5 700 в). Его коэфициент трансформации 14,2. Положим, что фактически подводимое напряжение составляет 5 900 в. Напряжение на низкой стороне при холостом ходе составит 5 900:14,2 = 415 в; при полной нагрузке оно составит $415 \times 0{,}95 = 394$ в; при 25-процентной нагрузке $415 \times 0{,}99 = 411$ в.

Если же этот трансформатор будет подключён с высокой стороны к зажимам 6 000 в, то соответствующие значения будут: 5 900 : 15 = = 394 в при холостом ходе, $394 \times 0{,}95 = 374$ в при полной нагрузке и $394 \times 0{,}99 = 390$ в при нагрузке в 25%. Рассматривая последний случай, обращаем внимание, что к зажимам трансформатора с высокой стороны было подведено напряжение 5 900 в, т. е. меньшее, чем стандартное эксплоатационное напряжение (6 000 в). А на зажимах низкого напряжения мы получили при холостом ходе 394 в, т. е. на 14 в больше, чем у стандартного эксплоатационного напряжения — 380 в. Если бы мы подвели к зажимам высокого напряжения 6 000 в, то при холостом ходе получили бы 400 в, т. е. подвели бы стандартное эксплоатационное напряжение, а получили бы от трансформатора эксплоатационное напряжение с избытком примерно на 5%.

Понижающие трансформаторы при средних анцапфах дают во всех случаях «надбавку» к эксплоатационному напряжению в размере 5%. Эта «надбавка» специально предусмотрена в конструкциях таких трансформаторов для того, чтобы иметь возможность компенсировать потери напряжения внутри трансформаторов и, частично, в отходящих низковольтных проводах. Аналогичные расчёты показывают, что в случае пользования анцапфами 6 300 в «надбавки» при холостом ходе равны нулю, а для анцапф 5 700 в они равны плюс 10%. В последнем можно убедиться из рассмотренного выше примера, где при подведении к зажимам высокого напряжения 5 900 в получено на низкой стороне 415 в.

«Надбавка» составляет:

$$\frac{(6\,000 - 5\,900) \cdot 100}{6000} + \frac{(415 - 380) \cdot 100}{380} = 10\%.$$

Аналогичное положение получается и при трансформаторе 10 кв.

Таким образом, получаются следующие «надбавки»:

Анцапфы	«Надбавки»	Анцапфы	«Надбавки»
9 500	+10	5 700	+10
10 000	+ 5	6 000	+ 5
10 500	0	6 300	0

При проектировании электростанций с повышением напряжения необходимо учесть, что специальных стандартов для повышающих трансформаторов малых мощностей не существует.

В этом случае применяют обычные понижающие трансформаторы, подводя энергию к зажимам низкого напряжения и отводя её от зажимов высокого напряжения.

Если проанализировать приведённые выше примеры при питании стандартного понижающего трансформатора с низкой стороны, то мы убедимся, что, работая в качестве повышающего, при любых анцапфах на высокой стороне он не может дать никакой «надбавки» даже при холостом ходе. В лучшем случае, т. е. при пользовании анцапфами 6 300 или 10 500 в, «надбавка» будет равна нулю. При пользовании анцапфами 6 000 и 10 000 в она равна минус 5%, а при анцапфах 5 700 и 9 500 в — минус 10%. Таким образом, следует принять за правило, что анцапфы повышающих трансформаторов во всех случаях должны быть высшими, т. е. 6 300 или 10 500 в, для того чтобы даже при холостом ходе не потерять ни одного процента эксплоатационного напряжения.

На сельских ГЭС обычно применяют низковольтные генераторы напряжением 400/230 в; в нормальных условиях они дают напряжение на 5% больше, чем стандартное эксплоатационное (380 и 220 в). Воздействием на шунтовой регулятор можно в часы максимума поддерживать более высокое напряжение генератора. В этом случае превышение напряжения на станции не должно быть больше 7,5% от 380 в. В часы минимальных нагрузок (25%) можно снизить напряжение до номинального эксплоатационного, т. е. до 380 в. Электроэнергия от генератора к повышающему трансформатору подводится через соединительные провода и шины распределительного щита. Эти элементы рассчитываются не по потере напряжения, а по плотности тока, и, таким образом, в них потери напряжения ничтожны и при расчётах колебаний напряжения в процессе проектирования этими потерями обычно пренебрегают. Далее энергия поступает в повышающий трансформатор. Анцапфы его должны быть установлены, как сказано выше, на зажимы +5% (возьмём для примера 6 300 в), и «надбавка» при холостом ходе равна нулю. В повышающем трансформаторе при полной нагрузке потери составят 4%, а при нагрузке в 25%—1%. Затем идёт линия высокого напряжения — 6 кв. Положим, что при полной нагрузке потери в высоковольтной линии составляют 10,2% от эксплоатационного напряжения, а при нагрузке в 25% составят 2,55%. Отпайка от высоковольтной линии подводится к зажимам высокого напряжения понижающего трансформатора. Ввиду значительных потерь напряжения в высоковольтной линии, следует принять анцапфы этого трансформатора 5 700 в (—5%). Этим самым мы уменьшим коэфициент трансформации и вместе с тем увеличим напряжение на низкой стороне трансформатора. Выбранные анцапфы (—5%) понижающего трансформатора дают «надбавку» +10%. Потери в трансформаторе при полной нагрузке составляют 4%, а при нагрузке в 25%—1%.

От трансформатора электроэнергия по линиям низкого напряжения подводится к потребителю. Для того чтобы выбрать потерю напряжения, по которой следует рассчитать низковольтные линии, суммируем полученные выше результаты в таблицу 106.

Таблица 106

Отклонения напряжения на зажимах низкого напряжения

Элемент установки	Нагрузка	
	100%	25%
Генератор	+ 7,5	0
«Надбавки» повышающего трансформатора (анцапфы 6 300)	0	0
Потери в повышающем трансформаторе	— 4,0	—1,0
Потери в линии высокого напряжения	—10,2	—2,55
«Надбавки» в понижающем трансформаторе (анцапфы 5 700)	+10,0	+10,0
Потери в понижающем трансформаторе	— 4,0	— 1,0
	— 0,7	+5,45

Таким образом, на низковольтных зажимах понижающего трансформатора имеем — 0,7%. Низковольтная сеть может быть рассчитана на потерю около 8—8,5% с тем, чтобы остаток от допустимого отклонения напряжения был принят во внимание при расчёте внутренней проводки. Полученное повышение напряжения (+5,45%) при малых нагрузках указывает, что даже ближайшие к трансформаторной подстанции приёмники не подвергаются перекалу сверх допустимого по нормам, т. е. сверх 7,5%. Для пояснения произведём указанный выше подсчёт в вольтах для режима 100-процентной нагрузки. Схема питания приведена на рисунке 200. Точка A — генератор; напряжение +7,5% сверх 380 в, т. е. 408,5 в; анцапфы повышающего трансформатора 6 300 в, т. е.

коэфициент трансформации при холостом ходе равен 6 300: 400=15,75. Напряжение в точке *Б* при холостом ходе составляет 408,5×15,75 = = 6 450 в. Потери в трансформаторе — 4% от 6 000 в, т. е. 240 в (по отношению к высокому

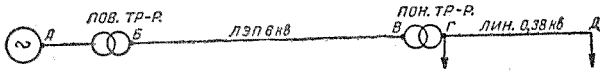


Рис. 200. Расчётная схема передачи электрической энергии от ГЭС.

напряжению). Напряжение в точке *Б* при полной нагрузке равно 6 450—240 = 6 210 в. Потери в линии электропередачи 6 кв выражаются в 10,2%, т. е. 612 в. Напряжение в точке *В* будет 6 210—612 = 5 598 в. Анцапфы понижающего трансформатора 5 700 в. Коэфициент трансформации при холостом ходе 5 700 : 400= = 14,25. Напряжение в точке *Г* при холостом ходе 5 598 : 14,25 = 392 в. Потери в трансформаторе — 4% от 380 в, т. е. 15 в. Напряжение в точке *Г* при полной нагрузке 392—15=377 в, т. е. ниже эксплоатационного напряжения на 380—377 = 3 в. Это составляет 0,7% от эксплоатационного напряжения. Эта же величина получилась путём подсчёта отклонений в процентах.

При проектировании сетей от электростанции таблицы отклонения напряжений должны составляться по отношению к каждому потребительскому трансформатору. Выбранные анцапфы для каждого трансформатора должны указываться в проекте.

В рассмотренном примере была определена расчётная потеря напряжения для низковольтной сети. Можно было бы ею предварительно задаться, а определять расчётную потерю напряжения в высоковольтной сети. Только после предварительного расчёта отклонений напряжения в системе можно переходить к расчёту сетей. После того как расчёт сетей высокого и низкого напряжения произведён и определены точно потери напряжения, таблицы отклонения напряжения составляются заново, с внесением в них уточнённых величин.

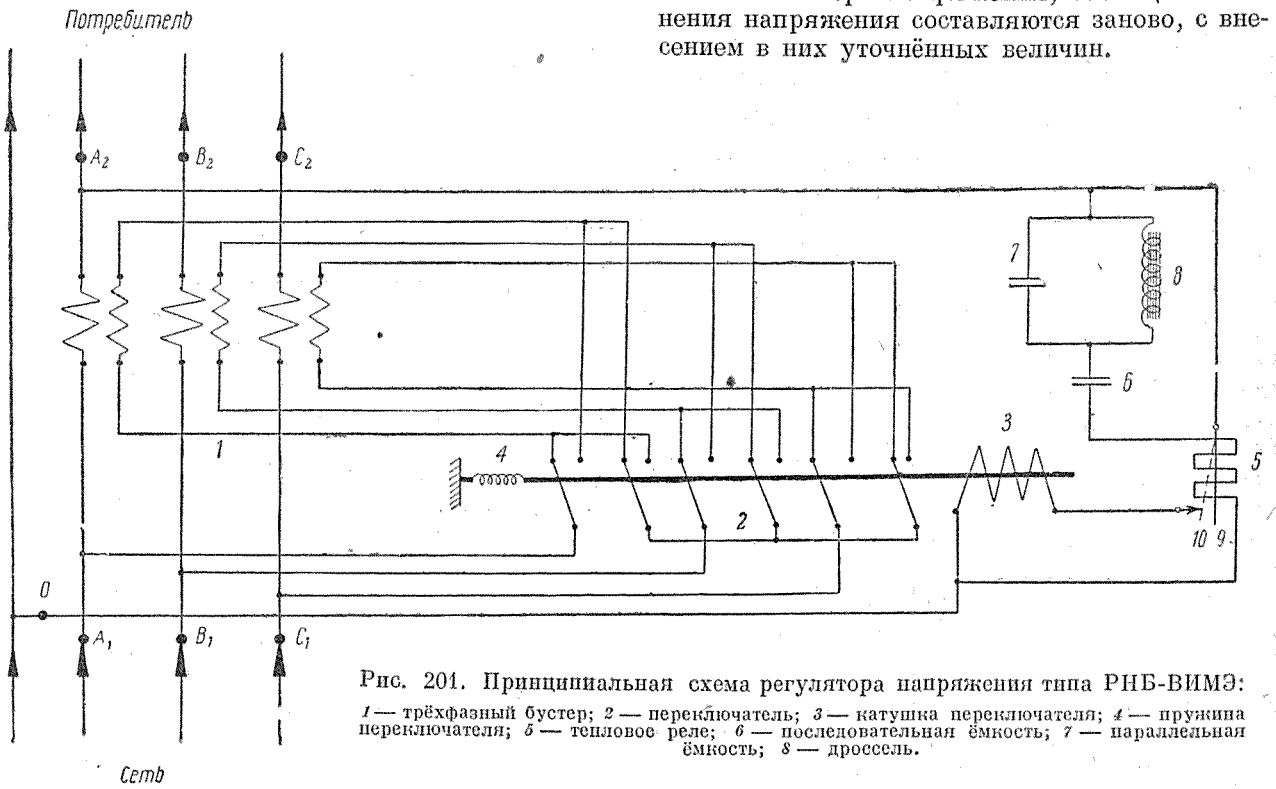


Рис. 201. Принципиальная схема регулятора напряжения типа РНБ-ВИМЭ:
1 — трёхфазный бустер; *2* — переключатель; *3* — катушка переключателя; *4* — пружина переключателя; *5* — тепловое реле; *6* — последовательная ёмкость; *7* — параллельная ёмкость; *8* — дроссель.

Регулирование напряжения в сетях и у потребителей

Как было указано выше, основным приёмом регулирования напряжения в системе ГЭС является воздействие на шунтовой реостат генератора. Однако пределы регулирования напряжения должны быть строго ограничены и полностью согласованы с таблицей отклонения напряжения в системе. Всякое регулирование сверх пределов, предусмотренных в таблице,

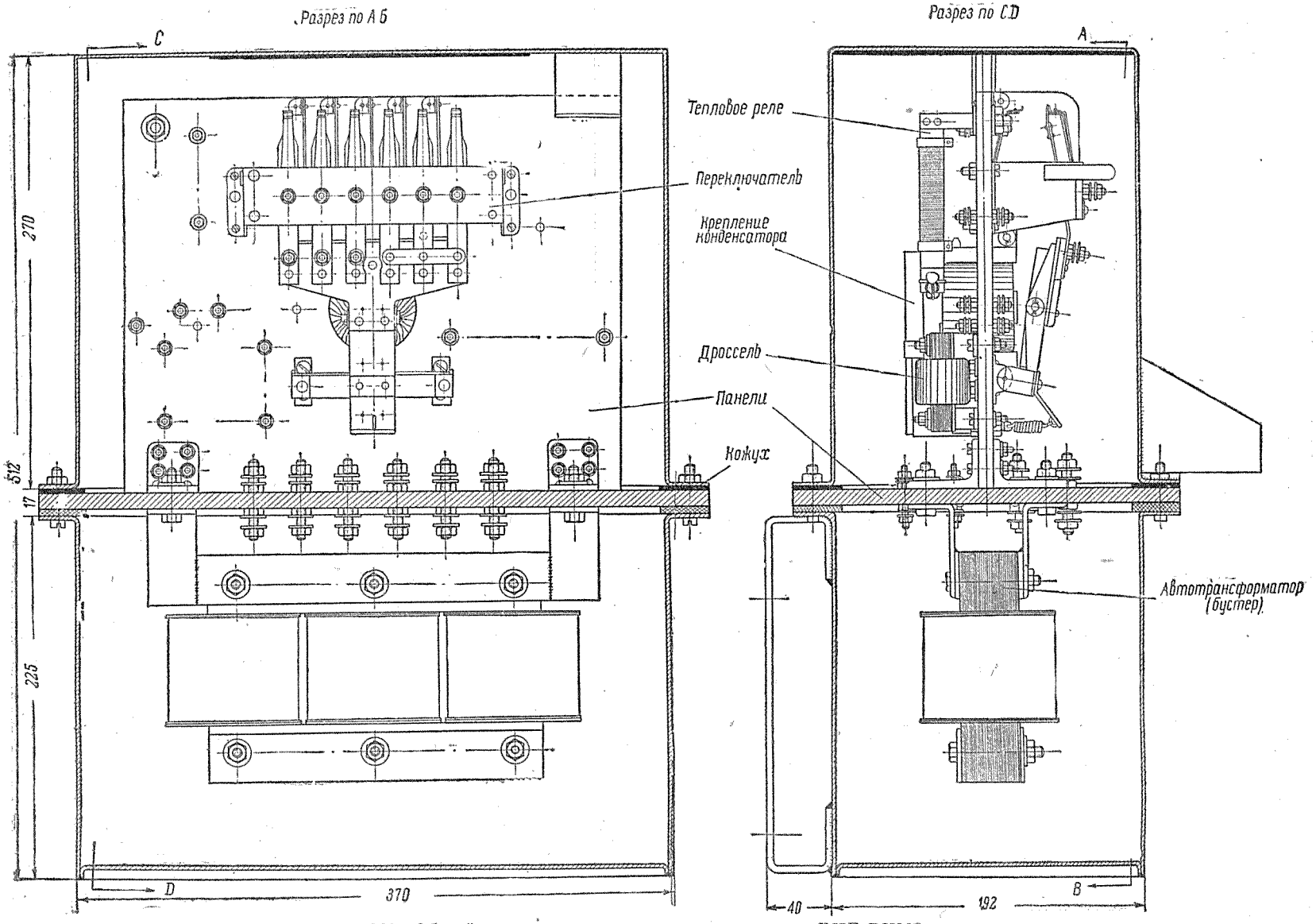


Рис. 202. Общий вид регулятора напряжения типа РНБ-ВИМЭ.

может вызвать перекал ламп не только вблизи генератора, но и вблизи отдалённых трансформаторов, которые подсоединены на низшие анцапфы (5 700 или 9 500).

В ряде случаев целесообразно регулирование напряжения не общее для всей системы, а дифференцированное для различных потребительских подстанций. В некоторых сельских электроустановках применяются бустерные регуляторы напряжения типа РНБ конструкции ВИМЭ. Эти автоматически действующие регуляторы изменяют напряжение на низкой стороне трансформаторной подстанции или на вводе к круп-

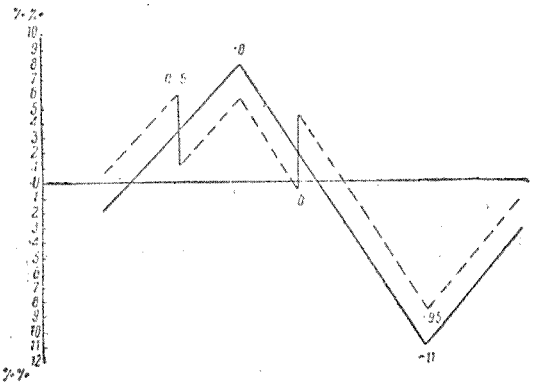


Рис. 203. Характеристика срабатывания регулятора.

ным потребителям в пределах плюс или минус 2,5%. В каждом отдельном случае необходимо решать вопрос о целесообразности его установки, так как повышенные потери напряжения влекут за собой повышенные потери электроэнергии, а это для ряда случаев недопустимо. В каждом отдельном случае следует решать вопрос о том, что выгоднее экономить: электроэнергию или же металл проводов. Регуляторы работают по принципу резонанса, и их схема рассчитана на определённое соотношение ёмкостного и индуктивного сопротивлений. Как известно, при переменном токе ёмкостное и индуктивное сопротивление цепи зависят не только от ёмкости и коэфициента самоиндукции, но также и от частоты тока. При увеличении частоты индуктивное сопротивление при том же коэфициенте самоиндукции увеличивается, а ёмкостное сопротивление при той же ёмкости уменьшается. Схема регулятора РНБ настроена на определённую частоту — 50 герц. Эта частота должна быть гарантирована в данной электроустановке. При отклонениях частоты сверх допустимых пределов схема регулятора не будет правильно работать. Таким образом, применять бустерные регуляторы напряжения типа РНБ следует только на тех ГЭС, которые снабжены быстродействующим и чувствительным регулятором числа оборотов. Схема регулятора и общий вид его в разрезе приведены на рисунках 201 и 202.

Регулятор РНБ прошёл лабораторные испытания и дал удовлетворительные результаты работы. Транзитная мощность регулятора рассчитана на 20 ква. При правильном расчёте и применении его в полном сочетании с анцапфами трансформатора, регулятор даёт возможность сэкономить до 40% воздушных проводов либо на сетях 6—10 кв, либо на сетях низкого напряжения при тех же нагрузках. Регулятор устанавливается на выводах низкого напряжения потребительского трансформатора до щита низкого напряжения, т. е. до разветвления низковольтных фидеров. Работа регулятора происходит следующим образом. При повышении фазного напряжения в системе 380/220 в или междуфазного в системах 3×220 в или 220/127 в с потребительской стороны до 233 в (плюс 6%), регулятор автоматически снижает это напряжение на 5%, т. е. на 11 в. При понижении напряжения до 219 в (минус 0,5%) он повышает его на 5%. При этом в любой момент времени напряжение со стороны потребителя всегда на 2,5% либо выше, либо ниже напряжения со стороны трансформатора. Принимая во внимание, что регулятор (бустер) срабатывает вверх или вниз только в определённых пределах, необходимо точно выяснить, как происходит его работа и как нужно составлять таблицы расчёта колебаний напряжения при его применении.

Рассмотрим это на графическом примере (рис. 203). Сплошной линией показана кривая колебаний напряжения на низковольтных шинах потребительской подстанции до установки бустера, пунктирной — после установки бустера. Пределы колебаний раньше были от +8 до —12%. В точке *А* (+6%) бустер автоматически переключается с +2,5% на — 2,5%. В точке *Б* (—0,5%) происходит обратное переключение с — 2,5% на +2,5%. Новые пределы отклонения напряжения за весь цикл работы будут +6% (точка *А*) и — 9,5%. При всех случаях, когда предел повышения напряжения не превосходит +8,5%, бустер доводит этот предел до +6%. В тех случаях, когда этот предел больше 8,5%, бустер снижает его ровно на 2,5%. При понижении напряжения ниже эксплоатационного этой границей, соответствующей + 6% при повышении, будет служить — 0,5%. Для пояснения в

Таблица 108

Расчётная таблица отклонений напряжения (в %)

Режим работы (нагрузка в %)	Точка по схеме (трансформатор потребительской подстанции)	Отклонен. напряжения в точке пит ния 6 кв.	Потери в линии электропередачи 6 кв.	Положен. анцпф потреб. трансформатора	Разность между номин. напряжением и э. д. с. трансформатора («надбавка»)	Потери в трансформаторе	Итого отклонения на шинах 400 в без бустера	Итого с бустером	Потери в сети 380 в	Итого у потребителя
100	А	—3,5	—1	6 000	+ 5	—5	—4,5	—2	—5	—7
25	А	+2,25	—0,25	6 000	+ 5	—1,25	+5,75	+6	+0	+6
100	Б	—3,5	—6	5 700	+10	—5	—4,5	—2	—5	—7
25	Б	+2,25	—1,5	5 700	+10	—1,25	+9,5	+7	0	+7
100	В	—3,5	—9	5 700	+10	—5	—7,5	—5	—5	—10
25	В	+2,25	—2,25	5 700	+10	—1,25	+8,75	+6,25	0	+6,25

таблице 107 приведён характер срабатывания бустера.

Таблица 107

Характеристика срабатывания бустера

Максимальное изменение напряжения на подстанции до установки бустера вверх (в %)	То же после установки бустера вверх (в %)	Максимальное изменение напряжения на подстанции до установки бустера — вниз (в %)	То же после установки бустера — вниз (в %)
+11	+8,5	—1	—0,5
+10	+7,5	—2	—0,5
+ 9	+6,5	—3	—0,5
+ 8,5	+6	—4	—1,5
+ 8	+6	0.	0.
+ 7	+6	0.	0.
+ 6	+6	0.	0.
+ 5	+6	0.	0.
0.	0.	—12	— 9,5
0.	0.	—13	—10,5
0.	0.	—14	—11,5
0.	0.	—15	—12,5

В качестве примера приведём таблицу 108 по расчёту отклонений напряжения в случае применения бустерных регуляторов. В этой таблице приведены подсчёты колебаний напряжения в сети, оборудованной регулятором бустерного типа РНБ-ВИМЭ, до точки установки бустера, т. е. до шин низкого напряжения подстанции 10 000/400 или 6 000/400 в. Для этой точки записываются полученные таким путём суммарные колебания напряжения в сети без регулятора и колебания в сети с регулятором. Примерный расчёт произведён для четырёх потребительских подстанций проектируемой системы. Подстанция *А* расположена в начале фидера 6 кв, и регулятор здесь не нужен, так как и без него колебания напряжения не выходят за допустимые пределы. Если же он будет установлен, то снизу он уменьшит амплитуду колебаний напряжения на 2,5%, а сверху не только не уменьшит, но даже увеличит на 0,25% (с +5,75 до +6%). Подстанция *Б* расположена вдали от распределительного пункта или повышающей подстанции, и без регулирования колебания напряжения у потребителя выходят за допустимые пределы с верхней стороны (+9,5). Установка регуляторов снижает верхний предел до +7%, что допустимо, и одновременно также повышает нижний предел с —9,5% до —7%. Подстанция *В* находится в очень тяжёлых условиях, и без регулятора пределы колебаний напряжения составляют от —12,5% до +8,75%. Установка регулятора снижает колебания на 2,5% с обеих сторон, доводя их до —10% и +6,25%.

ГЛАВА XVIII

ЗАЗЕМЛЕНИЯ И ЗАНУЛЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ И СИСТЕМА 380/220 в

НАЗНАЧЕНИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЙ И ЗАНУЛЕНИЙ

Всякая электрическая установка, помимо токоведущих, имеет целый ряд отдельных частей, которые нормально не находятся под напряжением, например: корпуса машин, трансформаторов, аппаратов, приборов, несущих и опорных конструкций и деталей; однако во время аварий, попав под напряжение, они представляют огромную опасность.

Конечно, не представляется возможным предотвратить прикосновение людей к металлическим частям установки, нормально не находящимся под напряжением, путём полного их ограждения или покрытия слоем изоляционного материала. Особенно трудно осуществить такую защиту от прикосновения в потребительских установках массового пользования. Единственным средством, которое может полностью обеспечить безопасность случайного прикосновения к металлическим корпусам или деталям, оказавшимся вследствие повреждений под напряжением, является преднамеренное и надёжное их заземление, снижающее потенциал этих частей по отношению к земле до безопасной величины. Разновидностью заземления, наиболее и преимущественно распространённой в установках массового пользования при низких эксплоатационных напряжениях, особенно при системе 380/220 в, является зануление, т. е. соединение металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с нулевым заземлённым проводом системы.

Основные определения заземляющих устройств

На основании общесоюзных правил по устройству заземлений принята следующая терминология по заземлениям и занулениям.

1. Заземлителем (заземляющим электродом) называется металлический проводник или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с почвой и имеющих назначением создать электрическое соединение с землёй, обладающее определённым сопротивлением растеканию.

2. Заземляющими проводами называются металлические проводники, соединяющие заземляемые части электрической установки с заземлителем.

3. Заземление какой-либо части установки есть преднамеренное электрическое соединение её с заземлителем.

4. Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих устройств.

5. Напряжением относительно земли называется напряжение между какой-либо частью электрической установки (проводником, оборудованием, заземлителем и т. д.) и точками почвы, находящимися вне зоны растекания токов в земле. Практически такие точки отстоят от сосредоточенного заземлителя на расстоянии, большем 20 м, а от контурного заземлителя — на расстоянии, большем диагонали контура.

6. Сопротивление заземлителя растеканию тока (сопротивление растеканию) определяется как отношение напряжения заземлителя относительно земли к току, протекающему через заземлитель в землю.

Сопротивление заземления состоит из сопротивления заземлителя растеканию и сопротивления заземляющих проводов.

8. Замыканием на землю называется случайное электрическое соединение находящихся под напряжением частей установки с конструктивными частями, не изолированными от земли, или с землёй непосредственно. Такое

замыкание, возникшее в машинах и аппаратах, называется замыканием на корпус.

9. Током замыкания на землю называется возникший, вследствие нарушения нормальных условий изоляции, ток, проходящий в землю через место замыкания.

10. Напряжением прикосновения называется напряжение, возникающее в цепи тока замыкания на землю между двумя её точками, которых одновременно может коснуться человек.

11. Напряжением шага, или шаговым напряжением, называется обусловленное током замыкания на землю напряжение между точками почвы, отстоящими друг от друга на расстоянии шага, равном 0,8 м.

12. Рабочим заземлением называется заземление какой-либо точки электрической цепи, необходимое для обеспечения надлежащей работы установки как в нормальных, так и в аварийных условиях. Оно может осуществляться непосредственно или через специальные аппараты (пробивные предохранители, разрядники, сопротивления).

13. Защитным заземлением называется соединение с заземлителем металлических частей установки, изолированных от частей, находящихся под напряжением, выполняемое для защиты от опасных напряжений прикосновения и шага.

14. Занулением называется металлическое соединение металлических частей установки, нормально изолированных от частей, находящихся под напряжением, с нулевым заземлённым нейтральным (или с заземлённым фазным) проводом. Зануление служит для быстрого отключения установки при замыкании на корпус.

Сопротивление заземления нулевой точки генераторов и трансформаторов в системе 380/220 в с заземлённой нейтралью

Определение величины сопротивления заземления нулевой точки генераторов и трансформаторов, допускаемой требованиями техники безопасности, производится на случай обрыва фазного провода и падения его на землю без непосредственного соприкосновения с заземлённым нулевым проводом или с занулённым предметом, так как в этих случаях аварийный ток замыкается через нулевой провод и лишь небольшая его часть, попавшая в землю через повторные заземления, может проходить через заземление нулевой точки.

Зависимость между напряжением нулевой точки относительно земли (U_0), аварийным сопротивлением ($r_{ав}$) в месте перехода тока от оборвавшегося провода в землю и сопротивлениями нулевых (r_0) и повторных заземлений ($r_{экв}$) выражается следующей формулой:

$$U_0 = \frac{U_ф \cdot r_0}{r_0 + r_{ав} + r_{ав}\dfrac{r_0}{r_{экв}}}. \qquad (149)$$

Эта формула выведена на основании схемы (рис. 204), где указан случай обрыва фазного провода и падения его на землю без соприкосновения с нулевым проводом.

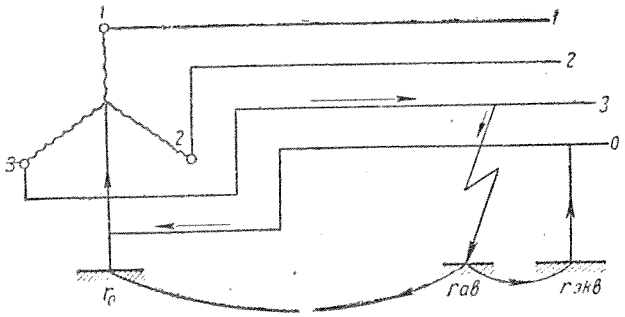


Рис. 204. Электрическая схема цепи 380/220 в.

На рисунке 205 приведена эквивалентная схема разбираемого случая, из которой важно

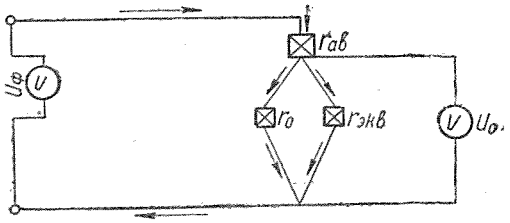


Рис. 205. Эквивалентная схема цепи, приведённой на рис. 204.

вывести следующие зависимости:

$$\frac{U_ф}{r_{аз} + \dfrac{r_0 \cdot r_{экв}}{r_0 + r_{экв}}} = \frac{U_0}{\dfrac{r_0 \cdot r_{экв}}{r_0 + r_{экв}}};$$

$$U_0 = \frac{U_ф \dfrac{r_0 \cdot r_{экв}}{r_0 + r_{экв}}}{\dfrac{r_{ав} \cdot r_{экв} + r_{ав} \cdot r_0 + r_{экв} \cdot r_0}{r_0 + r_{экв}}}$$

$$U_0 = \frac{U_ф \cdot r_0}{r_0 + r_{ав} + r_{ав}\dfrac{r_0}{r_{экв}}}.$$

В приведённых выше формулах и схемах фазное напряжение обозначено через $U_ф$. Из условий безопасности U_0 не должно превышать 65 в. Величина U_0 тем меньше, чем больше $r_{ав}$. Поэтому для расчёта заземляющего устройства большое значение имеет правильный выбор величины аварийного сопротивления упавшего на землю провода. На основании опытов, проведённых на действующих установках, можно вынести суждение о величине аварийного сопротивления провода, упавшего на землю.

При опытах были созданы самые тяжёлые условия аварии, а именно: голый медный провод сечением 16 мм² и длиною 30 м на 75% своей длины был втоптан в илистую грязь. Даже при таких специально созданных условиях оказалось, что в среднем из многих наблюдений аварийное сопротивление на землю равно 25 омам; во всех случаях оно ни разу не оказалось ниже 14 омов.

В дальнейших расчётах мы примем, что расчётная величина сопротивления замыкания на землю равна 15 омам. Повторные заземления нулевого провода, которые в обязательном порядке осуществляются в установках 380/220 в, также оказывают влияние в смысле снижения величины напряжения нулевой точки системы при авариях, и эквивалентные значения этих повторных заземлений принимают обычно равными основному значению сопротивления заземления нулевой точки.

Добавочные сопротивления участков нулевого провода от повторных заземлений до нулевой точки можно учесть путём введения коэфициента 1,5. Таким образом, формула 150 примет вид:

$$65 = \frac{220 \cdot r_0}{r_0 + 15 + 15\,\frac{r_0}{1{,}5 r_0}},$$

откуда получаем $r_0 = 10{,}5$ ома.

В правилах по устройству заземлений, утверждённых в 1946 г. Техническим отделом Министерства электростанций, указано, что сопротивления заземления нулевых точек генераторов и трансформаторов мощностью до 100 ква в единице не должны превосходить 10 ом. При единичных мощностях, превышающих 100 ква, эта величина не должна превосходить 4 омов.

Заземления обычно осуществляются стальными газовыми трубами диаметром 2 дюйма и длиною 2—3 м, соединённых стальной лентой (шиной) сечением 4 × 25 мм или 4 × 40 мм.

Трубы располагаются на расстоянии 3—4 м друг от друга.

Сопротивления растеканию труб и лент в земле зависят не только от геометрической формы самого заземлителя, но также и от удельного сопротивления грунта. Кроме того, на величину общего сопротивления заземлителя оказывают влияние коэфициенты экранирования и промерзания грунта. Величина удельного сопротивления грунтов принимается от $0{,}5 \times 10^4$ до 1×10^4 ом-см.

Таблица 109

Сопротивление труб и лент (в омах)

Наименование заземлителей	Грунты с удельным сопротивлением	
	$0{,}5 \times 10^4$ ом-см	1×10^4 ом-см
Газовая труба диаметром 2 дюйма длиною 2 м	27,8	55,5
Стальная оцинкованная лента сечением 40×4 мм и длиною 4 м	25,3	50,5
То же длиною 5 м . .	21,5	43,0
» » 8 » . .	15,2	30,4
» » 10 » . .	12,8	25,6
» » 12 » . .	11,0	22,0
» » 15 » . .	9,3	18,6
» » 20 » . .	6,9	13,8
» » 24 » . .	6,4	12,8
» » 30 » . .	5,3	10,6
» » 40 » . .	4,15	8,3
» » 50 » . .	3,5	7,0

В таблице 109 приведены сопротивления труб и лент в омах, в зависимости от удельных сопротивлений грунтов. Таблица составлена для коэфициентов промерзания: $K = 1{,}5$ для труб и $K = 1{,}85$ для лент. При других значениях удельного сопротивления грунта или коэфициента промерзания данные таблицы необходимо изменить в соответствии с новыми величинами. Для того чтобы по расчётному сопротивлению заземления нулевой точки генераторов и трансформаторов или повторного заземления выбрать заземлитель с учётом экранирования и промерзания, приведена таблица 110. Например, для того чтобы осуществить заземление с сопротивлением 10 ом, достаточно при приведённых в таблице грунтах принять 2—3 трубы и 4—15 м стальной ленты.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

По степени опасности прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки или к таким её частям, которые нормально не находятся под напряжением, но попадают под

Таблица 110

Выбор количества труб и ленты для заземлителей

Необходимая величина сопротивления (в ом.х)	Показатели заземлителей	Грунты с удельным сопротивлением	
		$0{,}5\times10^4$ ом—см	1×10^4 ом—см
1,5	Количество труб	15	26
	Длина ленты	50	120
	Общее сопротивление	1,55	1,55
2,45	Количество труб	8	16
	Длина ленты	30	80
	Общее сопротивление	2,47	2,4
3,4	Количество труб	4	14
	Длина ленты	24	40
	Общее сопротивление	3,2	3,5
5,6	Количество труб	4	6
	Длина ленты	12	30
	Общее сопротивление	5,0	5,5
8,6	Количество труб	2	4
	Длина ленты	8	20
	Общее сопротивление	7,9	8,0
10,0	Количество труб	2	3
	Длина ленты	4	15
	Общее сопротивление	10,4	10,0
14,0	Количество труб	1	2
	Длина ленты	4	10
	Общее сопротивление	13,6	14,3
22,5	Количество труб	1	2
	Длина ленты	4	4
	Общее сопротивление	13,6	20,5

напряжение при пробоях или порче изоляции или при падении проводов, все помещения делятся на три основные группы.

1. Помещения без повышенной опасности: сухие, не жаркие, отапливаемые, с температурой до 20°, с полами из непроводящего материала, не имеющие вблизи токоведущих частей электроустановки металлических конструкций и других заземлённых предметов оборудования.

К таким помещениям относятся: жилые помещения городского типа, отапливаемые конторы, избы-читальни и клубы с деревянными полами, жилая часть общежитий, производственные помещения с изолирующими полами и без металлического оборудования и т. п.

2. Помещения с повышенной опасностью: помещения с полами из проводящих ток материалов (бетонный, кирпичный, земляной), с проводящей пылью, сухие, но не отапливаемые помещения, помещения, имеющие станочное оборудование.

К таким помещениям относятся: жилые комнаты в домах колхозников с земляными полами, комнаты с очагами для приготовления пищи и кухни (даже при наличии деревянных полов), отапливаемые мастерские, уборные, склады, тамбуры, ремонтные заводы, МТМ, автогаражи, ветеринарные склады и т. п.

3. Помещения особо опасные: сырые, т. е. с постоянной влагой в воздухе и наличием влаги на полу, стенах, потолке; с едкими парами и газами.

К таким помещениям относятся: прачечные, бани, кузницы, кормокухни, помещения для скота, навозохранилища, нефтесклады и т. п.

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ ЗАЗЕМЛЕНИЙ И ЗАНУЛЕНИЙ

Защитные зануления (при системе с заземлённой нейтралью) и защитные заземления (при системе с изолированной нейтралью) должны устраиваться:

1) в установках с напряжением свыше 65 в по отношению к земле в помещениях особо опасных — для всех металлических нетоковедущих частей электроустановки, могущих при аварии получить потенциал, а в помещениях с повышенной опасностью — лишь для металлических частей, охватываемых при работе рукой (маховики, рукоятки приборов, поручни, электроинструмент и т. д.);

2) в установках свыше 150 в по отношению к земле как в помещениях особо опасных, так и в помещениях с повышенной опасностью — для всех металлических частей электроустановки, не находящихся под напряжением.

В помещениях без повышенной опасности зануления и защитные заземления не предусматриваются во избежание излишнего расхода материалов и удорожания чисто осветительных установок массового пользования.

В таких установках, как правило, должна применяться аппаратура, исключающая надобность в применении специальных защитных мероприятий, о которых было указано выше.

Все заземляющие и зануляющие устройства выполняются в соответствии с проектами, причём основным требованием к ним является обеспечение в любых случаях напряжения прикосновения не выше 65 в.

При системе 380/220 в с заземлённой нейтралью занулению подлежат (вне зависимости от рода помещения): корпуса электродвигателей,

пусковых приборов, металлические корпуса розеток и выключателей, металлические части осветительных арматур, металлические оболочки кабелей, газовые трубы, в которых проложены провода, переносные электроприборы и т. д.

На рисунке 206 приведена схема защитного зануления корпусов электродвигателя и осветительного прибора (металлического) в системах 380/220 в с заземлённой нейтралью.

ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ И ЗАНУЛЯЮЩИЕ ПРОВОДА

Правилами устройства заземлений в электрических установках сильного тока, утверждёнными Техническим отделом Министерства электростанций в 1946 г., приняты основные положения по выбору сечения и материала заземляющих и зануляющих проводов.

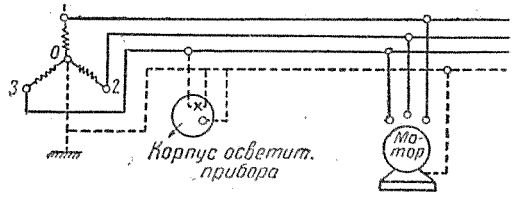


Рис. 206. Схема применения защитного зануления.

Пропускная способность магистралей заземляющей и зануляющей сетей должна быть не менее 50% пропускной способности наиболее мощного фидера, питающего рассматриваемую установку.

Пропускная способность ответвления, служащего для заземления или зануления отдельного приёмника, должна быть не меньше $^1/_3$ пропускной способности фазного провода ответвления, питающего этот приёмник.

Ввиду того что стальные одножильные провода, наиболее распространённые в сельской электрификации, обладают большим сопротивлением, растущим ещё более при возрастании тока, рекомендуется, чтобы пропускная способность нулевого провода, как для ответвлений, так и для четырёхпроводных магистралей, была равна пропускной способности фазных проводов в тех случаях, когда в качестве материала для фазных проводов применяется одножильный стальной провод.

Сечение зануляющих проводов обычно выбирается таким образом, чтобы при замыкании между нулевым проводом и токоведущими частями, в каком бы пункте оно ни произошло, возникал ток короткого замыкания, превышающий, по меньшей мере, в 2½ раза номинальный ток ближайшей плавкой вставки или в 1,2 раза ток отключения соответствующего автоматического выключателя.

В качестве основной меры для уменьшения сечения нулевого провода в длинных линиях, имеющих ответвления, рекомендуется устройство ступенчатой защиты, т. е. установка предохранителей на фазных проводах не только в начале линии, но и в других местах по длине её, по мере уменьшения тока нагрузки.

В цепи зануляющих проводов не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей. При необходимости установки на нулевых проводах рубильников, например, для целей периодических испытаний, допускается применение только таких отключающих устройств, которые одновременно с отключением заземляющих или зануляющих проводов отключают также все провода, находящиеся под напряжением.

Каждый заземлённый элемент электроустановки должен быть присоединён к заземлителю или заземляющей магистрали отдельным ответвлением. Ни в коем случае не рекомендуется включать в заземляющий (зануляющий) провод несколько защищаемых частей последовательно.

Для заземляющей и зануляющей сети, как правило, должны применяться стальные провода. Это правило не относится к заземляющим проводам передвижных токоприёмников, а также и ко всем другим случаям, когда применение стальных проводов встречает конструктивные затруднения.

В целях достижения механической прочности заземляющих устройств, особенно при прокладке в грунте, когда они подвержены усиленной коррозии, необходимо соблюдать минимальные допустимые по нормам их сечения. В таблице 111 приведены данные о минимальных сечениях заземляющих, зануляющих и нулевых проводов.

В жилых и конторских помещениях нулевые провода, служащие для проведения рабочего или уравнительного тока, должны применяться только изолированные; в производственных помещениях могут прокладываться голые провода.

Большое внимание при устройстве заземлений следует уделять защите отдельных элементов от механических повреждений.

Заземляющие провода и полосы, проложенные в помещениях, должны быть доступны для

Таблица 111

Минимальные сечения (кв. мм) заземляющих, зануляющих и нулевых проводов

Стальные открыто проложенные	12
Стальные, недоступные наблюдению, в частности, при прокладке под землёй:	
полосы толщиною не меньше 4 мм	48
провода диаметром не меньше мм	6
Медные голые при открытой прокладке	4
То же, но проложенные в каналах или имеющие защитное покрытие	1,5
Медные заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов в общей защитной оболочке с фазными жилами	1,0
Медные, открыто проложенные изолированные провода	2,5
Изолированные медные провода для зануления осветительной арматуры, осветительных и соединительных коробок	1,5

Примечание. Переносные медные провода с сечением фазных жил 4 кв. мм и более должны иметь нулевые жилы с сечением, равным $^1/_3$ сечения фазных жил, но не меньше 4 кв. мм. Переносные провода сечением 2,5 кв. мм и меньше должны иметь нулевые жилы с сечением, равным сечению токоведущих жил.

осмотра и предохранены от механических и химических повреждений.

В сырых помещениях и в помещениях с едкими парами (например, в скотных дворах), где применяются силовые установки, заземляющие провода следует прокладывать на подкладках с тем, чтобы они отстояли от стен не менее, чем на 10 мм.

Соединения заземляющих проводов следует выполнять посредством сварки, свинчивания или склёпывания. Для подземных соединений наиболее рационально осуществлять сварку внахлёстку, причём длину нахлёстки (сварочных швов) рекомендуется выбирать равной двойной ширине полосы или шести диаметрам круглого провода.

Присоединение заземляющей проводки к заземлителю следует выполнять путём непосредственной приварки. Также путём приварки следует присоединять заземляющую проводку к заземляемым металлическим конструкциям. Что касается присоединения заземляющей проводки к корпусам машин, аппаратов и т. д., то в этих случаях следует применять надёжные болтовые соединения. При наличии вибрации должны быть приняты меры против ослабления контакта и применены контргайки, контрящие шайбы и т. п.

В случаях, когда оборудование установлено на металлической конструкции, присоединение заземляющего провода к оборудованию можно не осуществлять, если сама конструкция заземлена и если между нею и оборудованием имеется надёжный контакт.

В случае прокладки кабелей или шланговых проводов к моторам наилучшим способом защитного заземления является использование четвёртой жилы кабеля или провода, которая присоединяется к корпусу моторов. Если сеть выполняется проводами, проложенными в газовых трубах, то последние можно использовать в качестве зануляющего провода, при условии надёжности электрического контакта во всех соединительных частях труб.

Неподвижно продолженные изолированные нулевые провода должны снабжаться отличительными знаками. Для этого можно покрывать их особой краской либо применять для их распознавания иные способы: например, для крепления нулевых проводов могут применяться изолирующие опоры иной формы, чем те, которые приняты для фазных проводов, или же должны быть применены резко отличающиеся друг от друга способы крепления нулевых и фазных проводов к изолирующим опорам и т. п. Необходимо соблюдать условие, чтобы для всех установок, присоединяемых к одной и той же сети, применялся один и тот же способ проводки, обеспечивающий безошибочное распознавание нулевого провода.

Значительно труднее осуществить безошибочное распознавание нулевого провода в эксплоатации при шнуровой проводке. Вместе с тем это совершенно необходимо, так как предохранители и выключатели должны устанавливаться в рассечку фазного провода, а не нулевого; кроме того, при монтаже ламповых патронов винтовая гильза должна присоединяться только к нулевому проводу, но ни в коем случае не к фазному. В системах 380/220 в должны применяться шнуры с различной окраской наружных оплёток обеих жил или же в наружную оплётку одной из жил должна быть вплетена прядь, имеющая иную окраску.

Если шнур применяется одноцветный, то на монтаже необходимо нулевую жилу окрасить красной эмалевой краской.

При прокладке проводов в трубах нулевой провод должен быть легко распознаваем.

Стальные трубы, служащие для прокладки проводов, особенно используемые в качестве нулевых проводов, должны быть соединены между собою муфтами на резьбе с применением сурика. Кроме того, должны быть устроены надёжные соединения между трубами и ответвительными коробками. У групповых щитков трубы должны быть присоединены к заземл-

ляющим магистралям. При скрытой прокладке все стыки труб должны быть соединены с помощью сварки.

У соединительных и ответвительных коробок концы металлических оболочек трубчатых и панцырных проводов должны быть соединены проволокой, закреплённой бандажом с последующей пропайкой его.

Соединительные муфты изоляционных установочных трубок (Бергмана) необходимо припаивать к оболочкам трубок.

Зануление или заземление всех металлических оболочек проводов, стальных труб, соединительных и ответвительных коробок, предварительно связанных в одну электрическую цепь, производится у распределительных (групповых) щитков посредством специальной скобы, надетой на металлическую оболочку проводов или труб и соединённой с нулевым или заземляющим проводом. Указанная скоба может также электрически соединяться с металлическим корпусом щитка, который, в свою очередь, должен быть занулён или заземлён.

ЗАЗЕМЛЕНИЯ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ И ВВОДАХ

При монтаже низковольтной распределительной воздушной сети нулевой провод должен подвешиваться крайним снизу. Это требование объясняется тем, что от нулевого провода устраиваются ответвления к каждому потребителю, а от фазных проводов поочерёдно.

Кроме того, при устройстве централизованного управления уличным освещением легко и просто осуществить присоединение фонарей к нулевому и специальному фонарному проводу, который прокладывается рядом с нулевым. Подвешивать оба эти провода выше основных проводов линии явно нецелесообразно, так как сами фонари устанавливаются на столбовых кронштейнах ниже проводов воздушной линии.

Помимо рабочих заземлений нулевого провода, у источников питания на электростанциях и подстанциях в различных пунктах сети устраиваются повторные заземления. Если в пределах сети имеются естественные заземлители с особо малым сопротивлением растеканию (проложенные в земле водопроводные трубы, обсадные трубы артезианских колодцев, металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие надёжное соединение с землёй и т. д.), то их рекомендуется использовать в качестве основных или дополнительных рабочих заземлений.

Повторные заземления нулевого провода в сетях переменного тока следует выполнять на концах воздушных линий, в местах разветвления их и, кроме того, через каждые 1—2 км неразветвлённых участков.

Повторные рабочие заземления не требуются на ответвлениях длиною менее 100 м и на вводах в здания, в которых не применяется зануление.

В тех случаях, когда основное рабочее заземление нулевой точки питающего генератора или трансформатора не превышает 10 ом, каждое повторное заземление должно иметь сопротивление не больше 30 ом, если общее число таких повторных заземлений в сети не менее трёх. При мощностях генераторов или трансформаторов больше 100 ква, сопротивление основного рабочего заземления принимается равным 4 омам, а каждого повторного — не более 10 ом.

Повторные заземления устраиваются также на участках совместной подвески проводов высокого и низкого напряжения.

При выборе места для расположения заземлителя необходимо использовать грунт с лучшей проводимостью и стараться расположить заземлитель поближе к защищаемому предмету.

Присоединение заземляющих проводов к водопроводной сети следует производить по преимуществу непосредственно у ввода труб в здание. Если это трудно осуществимо, то присоединение может быть выполнено и в других местах при условии, что элементы водопроводных труб, могущие при ремонте повлечь перерыв в заземляющей цепи (водомеры) или же вызвать повышение сопротивления (фланцевые соединения), будут снабжены обходными медными соединениями сечением не менее 16 кв. мм. Всякие ремонтные работы или удаление водомера не должны вызывать нарушения обходного соединения.

Использование для целей заземления трубопроводов, несущих газы или горючие вещества, ни в коем случае не допускается.

Нулевой провод ввода не должен иметь ни на столбе, ни внутри помещения предохранителей. Фазный провод может не иметь предохранителя на столбе лишь в том случае, если предохранитель установлен в самом здании, в непосредственной близости от места ввода в здание. Предохранители в помещениях после ввода не устанавливаются, если осуществляется ввод в пожароопасные помещения (овины, сеновалы, кормозаготовительные сараи, нефтехранилища и т. д.). В этих случаях предохрани-

тели должны быть установлены до ввода. Также до ввода следует устанавливать предохранители в случае осуществления ввода через кровлю из легко возгорающегося материала.

При отпайках от магистральной воздушной линии на вводы в здания, в случае необходимости, следует устанавливать такие предохранители, которые допускают смену плавкой вставки не под напряжением, например, грибообразные предохранители.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ И ГРУППОВЫЕ АБОНЕНТСКИЕ ЩИТКИ

Вне электромашинных помещений распределительные щитки, прикреплённые непосредственно к стене или колонне и приспособленные для обслуживания с задней стороны, должны быть защищены общим металлическим кожухом, чтобы была исключена возможность прикосновения к токоведущим частям. Закрытие фасадов щитков необязательно при условии отсутствия на передней стороне щитков открытых токоведущих частей. Распределительные и групповые щитки, устанавливаемые вне электромашинных помещений и обслуживаемые спереди, должны быть также защищены общим металлическим кожухом, обеспечивающим невозможность прикосновения к токоведущим частям. Кожухи щитков во всех случаях обязательно зануляются.

Щитки, содержащие одни лишь пробочные предохранители и устанавливаемые в помещениях без повышенной опасности на высоте, недоступной без применения лестниц, не требуют защиты кожухом. В этом случае следует защитить только боковые стороны, чтобы предотвратить возможность доступа абонентов к токоведущим частям.

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных конструктивные нетоковедущие части (штыри, болты, металлические кожухи рубильников) должны быть электрически соединены между собою и затем присоединены к защитной системе зануления или заземления.

В распределительных пунктах, выполняемых в виде железных шкафов или собираемых из чугунных ящиков, заземляющая или нулевая шина должна быть внутри соединена с кожухом аппарата посредством специального контакта.

Применение открытых рубильников при системе 380/220 в недопустимо; рубильники должны иметь кожухи без прорезей для ручки рубильников.

Металлические кожухи рекомендуется изнутри выложить изолирующим материалом, например, асбестом. При отсутствии изолирующих материалов кожух следует электрически связать с металлической конструкцией щитка, заземлённой или зануленной.

Предохранители должны применяться фарфоровые (пробочные или трубчатые). Применение пластинчатых предохранителей нежелательно; в случае же необходимости их применения они должны быть закрыты крышками из изолирующего и, по возможности, из огнестойкого материала, а также должна быть обеспечена возможность замены плавких вставок не под напряжением посредством постановки рубильников перед предохранителями.

Переходные коробки обычного типа могут быть допущены к установке только в помещениях без повышенной опасности. Для прочих помещений следует применять щитки с трубчатыми или пробочными предохранителями, смонтированными на изолирующем основании.

УСТАНОВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ОСВЕТИТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА

Как было указано выше, однополюсные выключатели, применяемые в цепи ламп, необходимо устанавливать на фазном проводе.

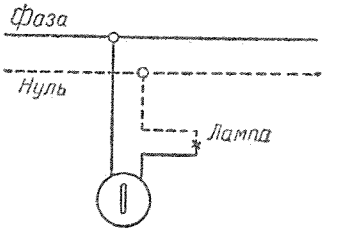


Рис. 207. Схема установки выключателя с крышкой и ручкой из изолирующих материалов.

В помещениях без повышенной опасности (жилые дома, клубы, школы, больницы и т. д.), когда не требуется особой механической прочности выключателей, последние могут применяться с крышкой и ручкой из изолирующего материала и устанавливаться в обычном положении (рис. 207).

Для обслуживания помещений с выделением аммиачных паров выключатели и предохранители должны устанавливаться в тамбуре или снаружи, причём в обоих случаях тип их должен соответствовать наружной установке. Допускается установка выключателей и предохранителей внутри таких помещений только в случае применения чугунных герметических ящиков, специального типа заводского изготовления.

Если помещения опасны в пожарном отношении, то выключатели и предохранители устанавливаются снаружи, проводка осуществляется по наружным стенам на изоляторах, внутрь помещения вводятся только необходимые подводки к токоприёмникам по кратчайшему расстоянию. В помещениях с повышенной опасностью и в помещениях, требующих повышенной механической прочности выключателя, необходимо применять чугунные герметические выключатели с дополнительными клеммами для зануления. Зануление корпуса выключателя нужно производить путём отпайки от нулевого провода у ролика, с которого начинается спуск к выключателю (третий провод). Схема установки выключателя в металлическом корпусе приведена на рисунке 208.

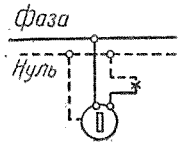


Рис. 208. Схема установки выключателя в металлическом корпусе.

При отсутствии у выключателей дополнительной клеммы для зануления можно произвести зануление путём присоединения зануляющего провода к одному из винтов крышки выключателя, причём место присоединения должно быть соответствующим образом зачищено, залужено и предохранено от ржавления смазкой вазелином.

Установку выключателей с поворотными ручками желательно производить таким образом, чтобы вертикальное положение ручки соответствовало положению включения, а горизонтальное — положению отключения.

Штепсельные соединения при системе 380/220 в, состоящие из штепсельной розетки и штепсельной вилки, должны быть устроены так, чтобы не представлялась возможность замены контактов нулевого и фазного проводов. Штепсельные соединения, предназначенные для приёмников с корпусами, подлежащими занулению, должны иметь специальный контакт и должны быть устроены таким образом, чтобы не представлялась возможной замена зануляющего контакта контактом токоведущих проводов.

Включение контакта, предназначенного для зануления или заземления, должно наступать раньше, а выключение позже, чем у токоведущих контактов. Конструкция самих контактов и штепсельных соединений должна быть такова, чтобы была устранена возможность случайного прикосновения к токоведущим частям и опасного искрообразования при замыкании и размыкании.

Не следует применять штепсельные розетки с предохранителями внутри (старых выпусков), так как смена плавких вставок в них связана с опасностью прикосновения к токоведущим частям.

Металлические корпуса штепсельных розеток должны быть снабжены специальными зажимами для осуществления занулений.

При использовании обычных штепсельных соединений рекомендуется применять следующие предупредительные мероприятия:

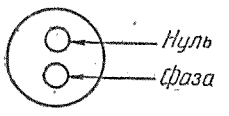


Рис. 209. Схема установки штепсельной розетки с горизонтальным расположением контактов.

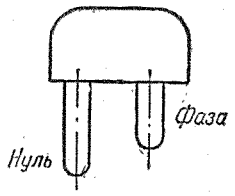


Рис. 210. Штепсельная вилка с укороченным фазным контактом.

а) на штепсельных розетках отмечать несмываемой краской нулевой и фазный контакты;

б) при установке штепсельных розеток с расположением контактов (гнёзд) вертикально, верхний контакт должен быть нулевым, нижний — фазным, а при расположении контактов штепсельной розетки горизонтально, левый контакт должен быть нулевым, а правый — фазным (рис. 209);

в) фазный контакт штепсельной вилки должен быть укороченным (рис. 210);

г) при отсутствии штепсельных розеток со специальным контактом, предназначенным для зануления или заземления металлических корпусов присоединяемых приёмников, рекомендуется применять трёхполюсные розетки, предназначенные для силовых приёмников, используя в этом случае свободный третий контакт в качестве зануляющего или заземляющего; токоведущие контакты штепсельной вилки для этого должны быть несколько укорочены по сравнению с контактом, посредством которого осуществляется зануление (рис. 211).

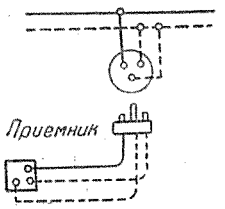


Рис. 211. Схема соединения штепсельной розетки с занулением корпуса приёмника.

Присоединение ламповых патронов осуществляется таким образом, что винтовая гильза соединяется обязательно с нулевым, а не с фаз-

ным проводом сети. Металлические патроны должны быть снабжены высоким фарфоровым кольцом, вполне закрывающим металлический цоколь ввинченной лампы. Применение патронов с ключом не должно допускаться.

Все металлические части арматуры (корпуса светильников, корпуса выключателей, штепсельных розеток и пр.), к которым не исключена возможность прикосновения, должны быть занулены путём присоединения к нулевому проводу в неподвижной точке подводки. Для зануления используются или устраиваются на арматуре специальные зануляющие клеммы, которые должны быть залужены.

Присоединение зануляющих проводов необходимо осуществлять или непосредственно к главной линии, от которой берётся ответвление к арматуре, или же на самом ответвлении, но на практически недоступной от пола высоте, из тех соображений, чтобы нельзя было повредить место присоединения зануляющего провода к нулевому. Присоединять зануляющий провод к нулевому у самого приёмника нельзя потому, что, в случае нарушения по каким-либо причинам контакта в нулевом токоведущем проводе или повреждения в нём между линией и приёмником, корпус последнего через нить лампы окажется под полным фазным напряжением по отношению к земле (220 в). На рисунке 212 изображены правильное и неправильное присоединения осветительной арматуры к линии с занулением. Следует избегать смены ламп и чистки арматур при включённом ответвлении.

Источники местного освещения в мастерских и других производственных помещениях рекомендуется питать при пониженном напряжении не свыше 40 в от отдельных понижающих трансформаторов (так называемых котельных).

В помещениях особо опасных запрещается применение ручных переносных ламп при напряжении, превосходящем 24 в. Применение в этих помещениях ручных электрических инструментов и переносных электродвигателей допускается лишь в исключительных случаях и под контролем квалифицированного персонала.

В случае устройства местного освещения от общей сети с напряжением 380/220 в необходимо устанавливать для каждой лампы свой отдельный выключатель на стене. Патроны для местного освещения следует применять только с изолирующей оболочкой. Металлические патроны даже с высоким фарфоровым кольцом для местного освещения применять не рекомендуется. Фарфоровый патрон для местного освещения желательно укрепить при помощи переходного ниппеля на железной трубке, а рефлектор «Альфа» крепить при помощи специального держателя к фарфоровому патрону.

ИСПЫТАНИЕ И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЙ И ЗАНУЛЕНИЙ

При сдаче в эксплоатацию электроустановки, должны быть вместе со всей прочей технической документацией предъявлены исполнительные чертежи и схемы заземляющего устройства и протоколы измерения сопротивления заземления.

На электрических станциях и питающих подстанциях во время эксплоатации измерение сопротивления заземлений и проверка состояния наружной части заземляющей и зануляющей проводки должны производиться не реже одного раза в год.

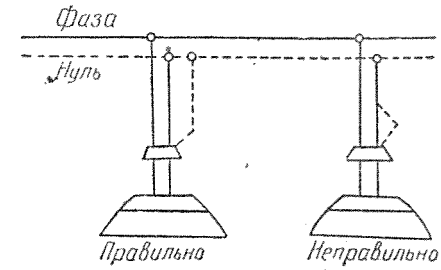


Рис. 212. Схема присоединения осветительной арматуры к линии с занулением.

На потребительских подстанциях и воздушных линиях измерение сопротивления заземления и проверка его состояния должны производиться не реже одного раза в 3 года.

В соответствии с «Правилами устройства заземлений» измерения сопротивления заземления должны производиться в периоды наименьшей проводимости почвы — один год летом, при наибольшем пересыхании, и другой год — зимой, при наибольшем промерзании почвы.

Для условий сельской электрификации наиболее простым и доступным способом измерения сопротивления заземления в действующих установках является способ амперметра и вольтметра с использованием рабочего напряжения установки. Для производства испытаний необходимо, помимо действующего рабочего заземления, соорудить ещё два вспомогательных временных заземления в виде забивки одной-двух труб или металлического зонда. Величину

сопротивлений вспомогательных заземлений для большей точности подсчётов желательно иметь примерно такую же, как и величина сопротивления основного заземления. Очаги вспомогательных заземлений должны располагаться один от другого и от основного рабочего заземления на расстояниях не меньше 40 м.

Соединения в измерительной цепи делаются изолированным проводом или кабелем сечением от 2,5 до 6 кв. мм. Необходимо обеспечить хо-

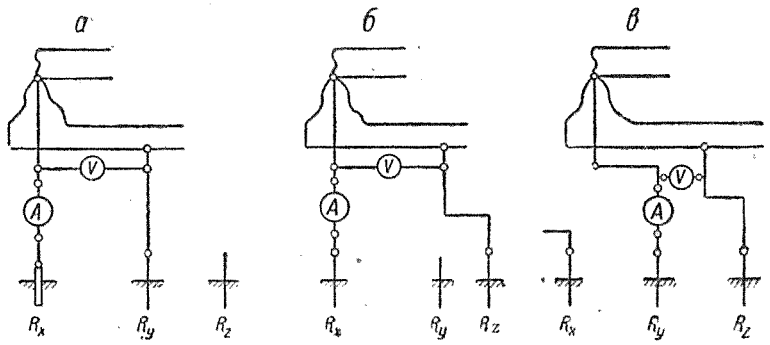


Рис. 213. Схема для измерения сопротивления растекания заземлителей способом амперметра и вольтметра.

роший контакт присоединения измерительной цепи к вспомогательным заземлениям. Цепь вольтметра выполняется изолированным проводом сечением 1—1,5 кв. мм, причём присоединение вольтметра к контуру должно быть сделано отдельно от точки присоединения токового провода. Порядок производства замеров и всех необходимых операций следующий (рис. 213).

Отключается главный генераторный рубильник и снимается перемычка на главном нулевом проводе, идущем от генератора к распределительному щиту, т. е. нейтраль и фазные провода полностью изолируются от сети. При первом замере (*а*) измеряется сумма сопротивления растекания основного рабочего заземления R_x и вспомогательного R_y. Для этого амперметр приключается в рассечку основной заземляющей нулевую точку проводки. Второй точкой питания испытательной цепи принимаем одну из фазных клемм генератора (или трансформатора). Эту точку подсоединяем надёжным контактом к контуру или оголовку вспомогательного заземления R_y. Вольтметр подключается между точками питания. Если I_1 — показания амперметра, а U_1 — показания вольтметра, то

$$R_x + R_y = \frac{U_1}{I_1}. \qquad (151)$$

При втором замере (*б*) определяется подобным же образом суммарное сопротивление двух заземлений $R_x + R_z$.

При третьем замере (*в*) определяем: $R_y + R_z$.

Решая полученные три уравнения, легко определяем значения сопротивлений растеканию испытуемого и вспомогательных заземлений.

При производстве испытаний необходимо преградить доступ посторонних лиц на территорию, расположенную между тремя заземлителями, так как на этой территории могут появиться опасные шаговые напряжения.

Вольтметр, применяемый в испытательной схеме, должен иметь возможно большое внутреннее сопротивление. При наличии на объекте статических или катодных вольтметров результаты измерений получаются наиболее точные, однако пригодны для испытаний и обычные вольтметры для цепей переменного тока.

ГЛАВА XIX

СПЕЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

★

СМЕШАННАЯ ТРЕХФАЗНО-ОДНОФАЗНАЯ СИСТЕМА

Как было указано выше, почти во всех случаях напряжение низковольтных генераторов сельских электростанций приходится повышать, чтобы иметь возможность питать электроэнергией отдалённых от станции потребителей. Если потребители расположены сравнительно недалеко (3—8 км) и имеют небольшие нагрузки, достаточно генераторное напряжение повысить до 6 кв, что даст возможность передать электроэнергию железными проводами минимального сечения (диаметром 4—5 мм). В тех случаях, когда потребители расположены далеко от ГЭС (8—20 км), имеют значительную нагрузку, а мощность станции составляет более 100 квт, оказывается более выгодным применение напряжения 10 кв.

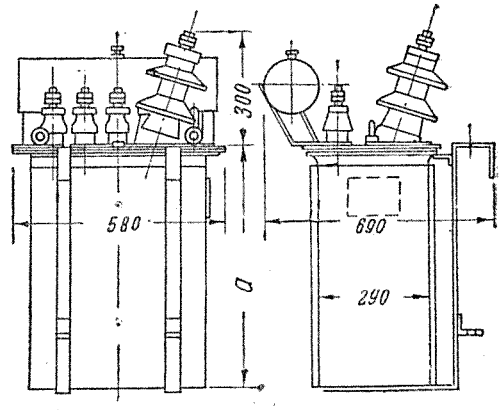
При малых плотностях нагрузок, характерных для сельских районов, является целесообразным применение для линий высокого напряжения так называемой смешанной системы. Сущность этой системы сводится к следующему. Основные высоковольтные магистрали строятся в виде трёхфазных линий передачи, к которым подключаются трёхфазные трансформаторные подстанции для питания сравнительно крупных силовых потребителей. Для питания мелких потребителей (освещение и мелкомоторная нагрузка) применяют однофазные трансформаторы малой мощности. Применение однофазных трансформаторных подстанций не представляет никаких затруднений, так как трансформаторы чрезвычайно компактны, а конструкции таких подстанций максимально упрощены.

При применении смешанной системы земля может быть использована в качестве одного из проводов. Таким образом, трёхпроводные магистрали заменяются двухпроводными, а двухпроводные ответвления — однопроводными. Благодаря упрощению конструкции потребительских однофазных трансформаторных подстанций, их количество в объекте может быть значительно увеличено. В результате этого трансформатор приближается вплотную к потребителю, т. е. максимально облегчается и почти устраняется наиболее тяжёлое звено электроустановки — низковольтная воздушная сеть.

Таким образом, все элементы смешанной системы сводятся к следующему. От повысительной трансформаторной подстанции отходят трёхпроводные (или двухпроводные при использовании земли в качестве провода) высоковольтные линии. При проходе через населённые пункты, имеющие значительную протяжённость, в местах сосредоточения крупных моторных потребителей (МТМ, молотильный ток, оросительная установка и т. д.) устанавливается трёхфазная трансформаторная подстанция. В разных местах населённого пункта для питания осветительных и мелкомоторных потребителей, на столбах высоковольтной линии устанавливают однофазные трансформаторы, к которым подводятся ответвления от двух фаз высоковольтной трёхфазной линии. От низковольтных зажимов однофазного трансформатора производится питание напряжением 220 или 2×220 в. При установке однофазных трансформаторов нужно равномерно нагрузить отдельные фазы питательного трансформатора и генератора электростанции. Ответвления с низкой стороны однофазных трансформаторов в переулки или к отдельным мелким потребителям не обязательно осуществлять тремя проводами. В этом случае можно сделать двухпроводные ответвления, а при использовании земли в качестве провода и однопроводные.

При применении смешанной системы даже без использования земли в качестве провода получается значительная экономия проводниковых материалов.

Внедрение смешанной системы распределения электроэнергии требует организации производства специальных однофазных трансформаторов, а также и однофазных моторов. Всесоюзный институт механизации и электрификации сельского хозяйства (ВИМЭ) разработал конструкции специальных однофазных трансформаторов. Габариты трансформаторов мощностью 3, 5 и 10 ква приведены на рисунке 214, а техническая характеристика их — в таблице 112.



KVA	3	5	10
a mm	705	780	905

Рис. 214. Общий вид однофазного трансформатора.

Таблица 112

Техническая характеристика однофазных трансформаторов

Мощность (в ква)	Напряжение (в в)		Потери (в вт)		Вес (в кг)			Напряжение короткого замыкания (в %)
	Высшее	Низшее	В железе	В меди	Меди	Железа	Полный вес с маслом	
3	10 000±5%	230	43	148	7,1	35,7	190	5,55
5	10 000±5%	2×230	64,8	251	9,16	41,22	205	5,54
10	10 000±5%	2×230	97	436	13,85	71,7	265	4,72

Применение однофазных трансформаторов при смешанной системе распределения электроэнергии стало внедряться в сельскую электрификацию с 1939 г., причём как временная мера (до выпуска специальных однофазных трансформаторов) применяют однофазные трансформаторы автоблокировочного типа ОМ выпуска завода МТЗ. Технические данные указанных трансформаторов следующие:

мощность	1,2 ква
напряжение на высокой стороне	6,3—6,0—5,7—5,4—5,1 кв
напряжение на низкой стороне	220 и 110 в
вес масла	26—28 кг
общий вес трансформатора	106 кг

Трансформатор типа ОМ приспособлен для наружной установки и снабжён лапами для подвески. Однофазные трансформаторы типа ОМ подвешиваются на столбах высоковольтной линии и питают ряд домов, причём низковольтные провода можно прокладывать по столбам высоковольтной сети.

Особым преимуществом трансформаторов ОМ является наличие 5 ступеней регулирования. На низкой стороне имеется 4 низковольтных вывода, которые дают возможность получить 110 или 220 в. Регулирование напряжения и получение с низкой стороны напряжения 110 или 220 в производятся следующим образом. Через крышку трансформатора выведены наружу 2 трёхклеммных высоковольтных изолятора и 4 изолятора низкого напряжения; 6 клемм высоковольтных изоляторов имеют обозначения: А-1, А-2, А-3, Х-1, Х-2, Х-3. Присоединение двухпроводной сети 6 000 в к двум из этих клемм производится по следующей схеме:

при повышенном напряжении +5% (6 300 в) подводящие концы присоединяются к зажимам А-1 и Х-1;

при нормальном напряжении (6 000 в) — к зажимам А-2 и Х-1;

при пониженном напряжении—5% (5 700 в)— к зажимам А-2 и Х-2; при пониженном напряжении —10% (5 400 в) — к зажимам А-3 и Х-2; при пониженном напряжении — 15% (5 100 в) — к зажимам А-3 и Х-3.

На стороне низкого напряжения, где общая обмотка состоит из двух самостоятельных частей, использование четырёх выводных изоляторов производится следующим образом:

1) для получения 110 в перемыкаются между собой выводы 1 и 2; 3 и 4;

2) для получения 220 в — выводы 2 и 3;

3) низковольтная сеть (2-проводная) при обоих напряжениях (220 и 110 в) подключается к двум крайним выводам.

При перечисленных соединениях низкого напряжения концы двух обмоток для 220 в

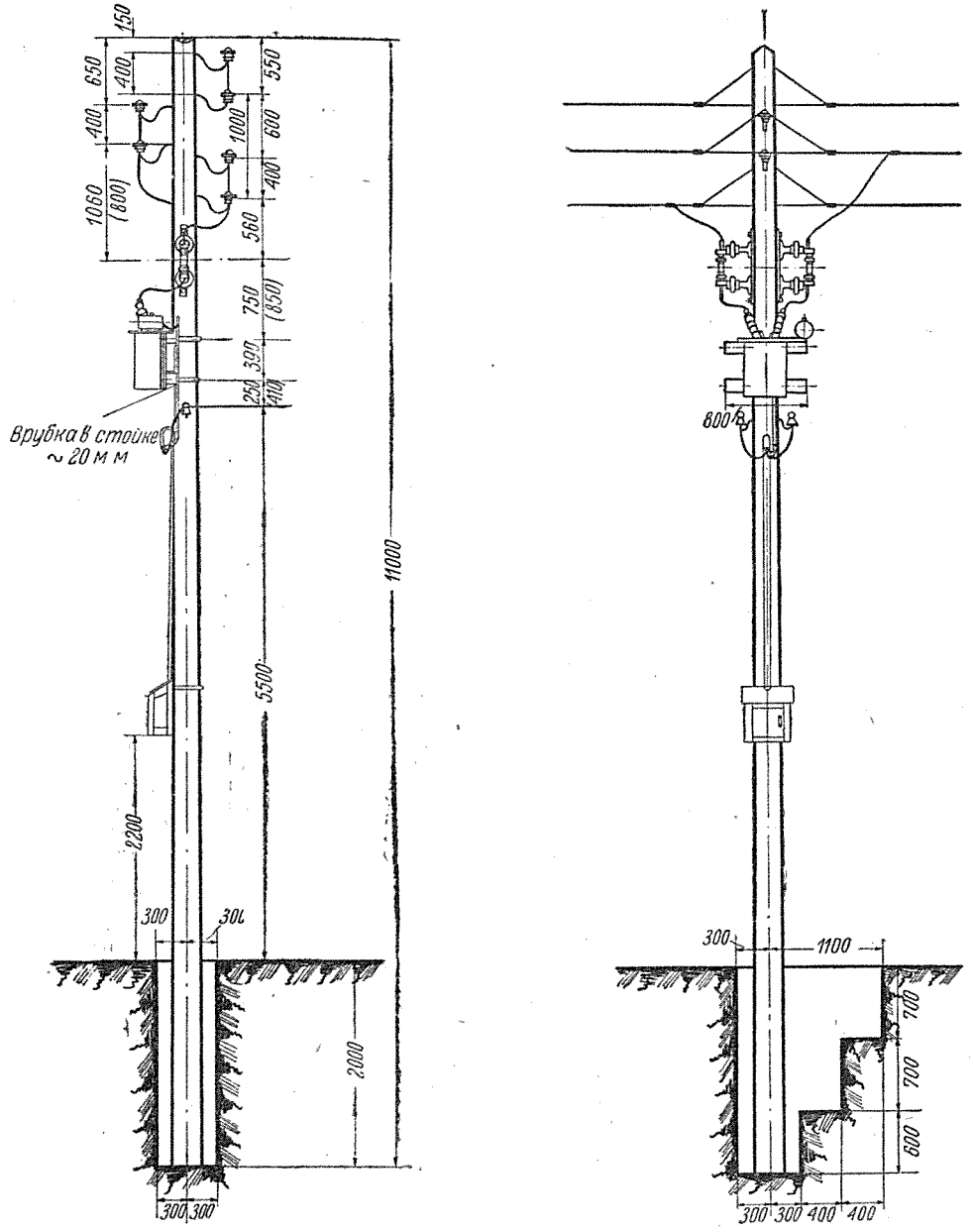


Рис. 215. Мачтовая трансформаторная подстанция с трансформатором ОМ мощностью 1,2 ква на одиночном столбе, с креплением проводов на изоляторах с крюками. В случае выполнения линии высокого напряжения только двумя фазами, подвеску проводов производить на крюках двух верхних фаз; пользоваться теми размерами, которые указаны на чертежах в скобках.

соединяются последовательно, т. е. начало одной обмотки соединяется с концом другой; для 110 в они соединяются параллельно, т. е. начала и концы двух обмоток соединяются соответственно между собой.

Испытание трансформаторов типа ОМ в лабораторных и производственных условиях показало их значительную перегрузочную способность — летом до 2 ква, а зимой до 2,2 ква.

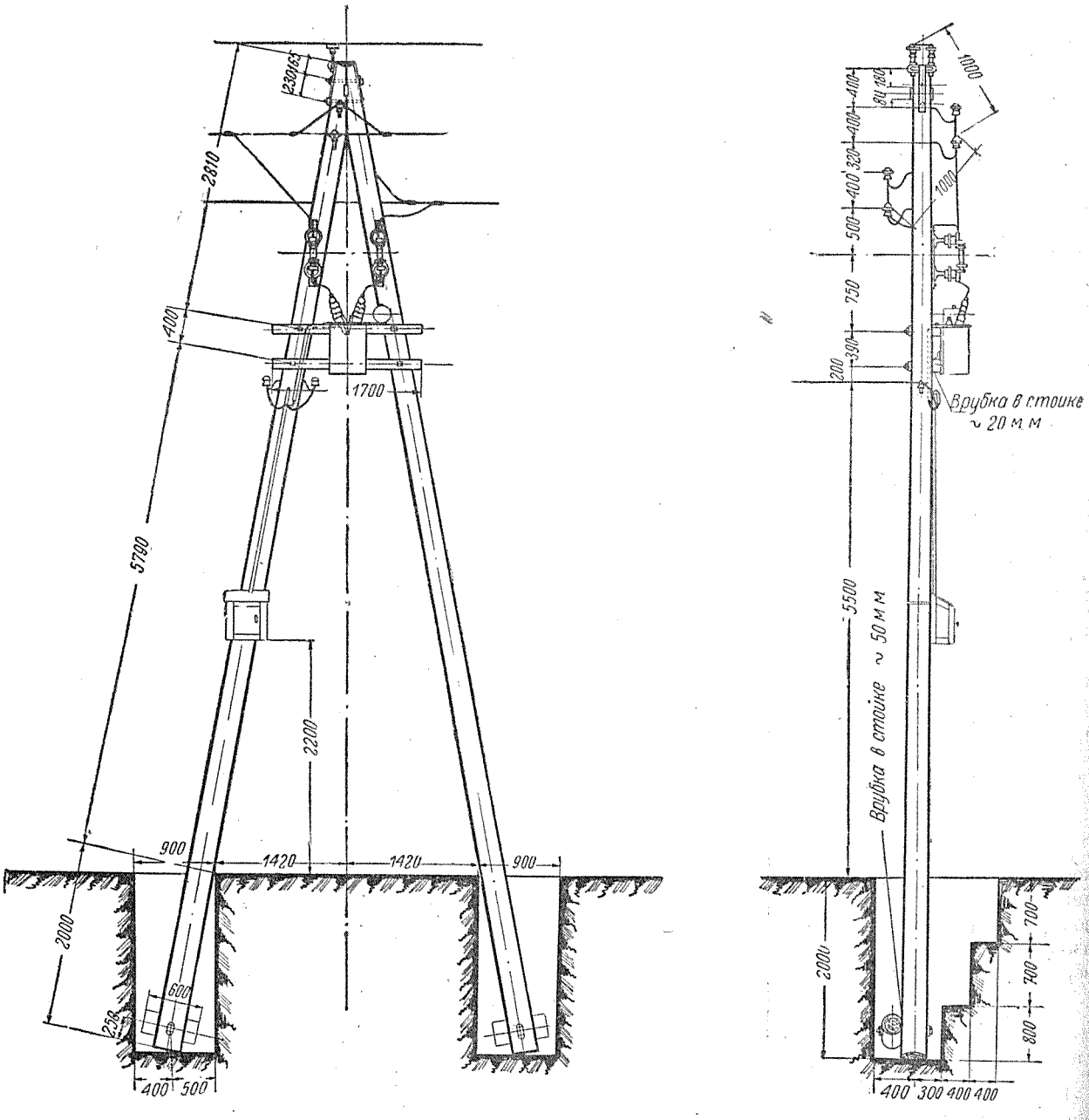


Рис. 216. Мачтовая трансформаторная подстанция с трансформатором ОМ мощностью 1,2 ква на А-образной опоре, с креплением проводов на изоляторах с крюками и штырями. В случае выполнения линии высокого напряжения только двумя фазами, подвеску проводов производить на крюках (без изменения указанных на чертеже размеров); место верхнего провода остаётся свободным; верхушка не монтируется.

При применении смешанной системы и однофазных трансформаторов в ряде случаев является необходимым питание от них мелких моторных нагрузок. Тут возможны следующие пути; либо группировка трёх близко расположенных друг от друга однофазных понижающих трансформаторов в трёхфазную группу на треугольник или звезду и питание от такой группы трёхфазных мелких моторов, либо применение однофазных электромоторов.

На рисунке 215 приведена конструкция опор мачтовой подстанции на одиночном столбе с креплением изоляторов на крюках, а на рисунке 216 — на А-образной опоре с креплением изоляторов на крюках и штырях (верхний провод). При креплении изоляторов только на штырях необходима установка траверз.

Эти конструкции рассчитаны на совместную прокладку на общих опорах проводов высокого и низкого напряжения.

На рисунке 217 дана конструкция щитка однофазной подстанции с однополюсным или двухполюсным рубильником.

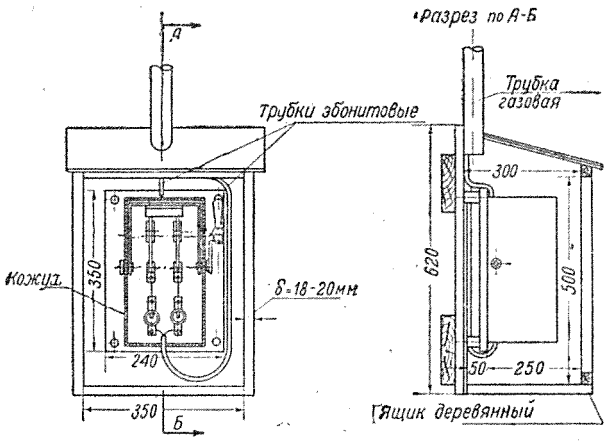


Рис. 217. Ящик низкого напряжения к однофазным подстанциям с рубильником 60 а. При установке счётчика в ящике низкого напряжения ширина ящика увеличивается с 350 до 500 мм.

Для возможности прокладки проводов низкого напряжения вдоль высоковольтной линии на тех же опорах, расположение низковольтного ящика, линейных низковольтных изоляторов и газовой трубы должно быть повёрнуто на 90 градусов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗЕМЛИ В КАЧЕСТВЕ ОДНОГО ИЗ ПРОВОДОВ

При электрификации сельского хозяйства значительное распространение получили линии высокого напряжения с использованием земли в качестве одного из проводов, т. е. осуществлённые по системе «два провода — земля», или, сокращённо «ДПЗ».

При этой системе почти на одну треть сокращается расход проводов, изоляторов, крюков; опоры линий передач можно несколько облегчить, увеличить пролёты между опорами, что сокращает расход леса.

При применении системы ДПЗ необходимо обращать особое внимание на устройство рабочих и защитных заземлений, т. е. на обеспечение безопасности при эксплоатации сетей этой системы. Напряжение двух воздушных проводов по отношению к земле при рабочем заземлении третьей фазы увеличивается в 1,73 раза по сравнению с обычными трёхпроводными высоковольтными линиями, а это повышает требования к качеству линейных и подстанционных изоляторов. К отрицательным качествам системы ДПЗ относятся увеличенные помехи для близрасположенных телефонных и телеграфных линий, особенно однопроводных.

Электролабораторией ВИМЭ разработана схема защиты линий связи от мешающих влияний линий ДПЗ. При осуществлении этой схемы, как показывают пробные испытания, почти полностью устраняются помехи в линиях связи.

В рассечку линии связи, по схеме ВИМЭ, включается телефонный переходный трансформатор типа ТР-90 или 11-10-09-1 с коэфициентом трансформации 1 : 1. Обычно по всей длине сближения (параллельного следования) в линию связи включаются два таких трансформатора.

Осуществление электропередачи по системе ДПЗ на гидроэлектростанциях при генераторах низкого напряжения производится только через повышающий трансформатор. При применении генераторов высокого напряжения без дальнейшего повышения напряжения применять систему ДПЗ не рекомендуется, так как вопрос о работе вращающихся машин, подключаемых непосредственно на воздушную сеть, с использованием земли в качестве провода, в настоящее время ещё недостаточно изучен. По этим же соображениям не следует подключать непосредственно к линиям ДПЗ электромотор высокого напряжения.

При осуществлении по системе ДПЗ хотя бы одного высоковольтного фидера, вся высоковольтная сеть, питающаяся от общего трансформатора, должна быть полностью переведена на работу по этой системе, так как трёхпроводные фидеры будут обладать всеми особенностями заземлённой системы: повышенным напряжением по отношению к земле двух воздушных фаз, большими токами замыкания на землю и т.д.

На основе изучения работы высоковольтных линий, осуществлённых по системе ДПЗ, было признано возможным внести некоторые облегчения в технические требования при применении указанной системы электропередачи: упрощённые расчёты рабочих и защитных

заземлений, при проектировании разрешено не учитывать возможность перехода высокого напряжения в сеть низкого при перекрытии изоляции между высоковольтной и низковольтной обмотками силовых трансформаторов. Указанное значительно упрощает расчёт установок и облегчает устройство заземлений в системе ДПЗ.

Разберём отдельные элементы заземляющих защитных устройств высокого и низкого напряжения.

На стороне высокого напряжения в системе ДПЗ имеют место рабочие заземления фазы, которые осуществляются в отправном пункте, когда один из трёх проводов «уходит в землю», и в приёмных концах у каждой потребительской трансформаторной подстанции, когда этот третий провод «выходит из земли». На всём протяжении между отправным и приёмным рабочим заземлениями земля служит третьим проводом.

Кроме рабочего заземления фазы на высоковольтной стороне должно быть осуществлено также и обычное для всех электроустановок защитное заземление, т. е. соединение с заземлителем металлических частей установки. Эти части при повреждении изоляции могут оказаться под потенциалом, опасным для персонала, и поэтому должны надёжно соединяться с заземлителем. Со стороны низкого напряжения имеет место обязательное для системы 380/220 в заземление нулевой нейтральной точки генераторов и трансформаторов.

Рассмотрим рекомендации по осуществлению перечисленных трёх видов заземлений в системе ДПЗ. Основными являются вопросы, касающиеся возможности совместного осуществления заземляющих устройств различных назначений, а также и рекомендуемые величины сопротивлений заземления для различных случаев.

Прежде всего необходимо указать, что рабочее и защитное заземления высокого напряжения во всех случаях могут быть осуществлены в виде общего устройства, однако заземляющие провода должны прокладываться отдельно и присоединяться раздельно к заземлителю или к сборным заземляющим шинам. Сборные заземляющие шины должны быть в этом случае соединены с заземлителем не менее чем в двух местах (по концам шин).

Вопрос об осуществлении совместного заземления высокого и низкого напряжения трансформаторных подстанций при системе ДПЗ решается в зависимости от мощности и характера источника электроснабжения, исходя из следующих соображений.

Заземление нулевой точки низковольтных генераторов при системе 330/220 в осуществляется в обычном порядке. Заземление фазы высоковольтной линии осуществляется в удобном месте вблизи первой отходящей от повышающей подстанции высоковольтной опоры, с ограждением места спуска к заземлителю и самого заземлителя забором.

Защитное заземление аппаратуры высокого напряжения трансформаторной повышающей подстанции присоединяется к рабочему заземлению самостоятельным проводом и спуском в отдельной точке контура. Таким образом, объединённое рабочее и защитное заземление высокого напряжения на электростанциях устраивается отдельно от заземляющего и зануляющего устройства низковольтного генератора.

Величина сопротивления заземления высокого напряжения определяется исходя из требований § 31 «Правил устройства заземлений в электрических установках сильного тока напряжением выше 1 000 вольт», утверждённых Техническим отделом НКЭС 8 июня 1945 года. В этом параграфе правил указано: «Если использование земли в качестве фазного, обратного или нулевого провода является нормальной схемой работы (а не применяется эпизодически), напряжение заземления относительно земли в нормальном режиме не должно превышать 50 вольт». Положим, что мощность повышающего трансформатора при электростанции составляет 100 ква при напряжении на высокой стороне 6 000 в. Нормальная сила тока составит около 10 а. При допустимом напряжении заземления по отношению к земле в 50 в (нормальный режим), сопротивление заземления составит $50 : 10 = 5$ ом. Если на электростанции установлено несколько работающих раздельно генераторов и повышающих трансформаторов, рабочие заземления для линий, отходящих от этих трансформаторов, устраиваются самостоятельно, исходя из номинальной мощности каждого фидера.

При расчёте и осуществлении заземлений потребительских трансформаторных подстанций, необходимо исходить из мощности и характера электростанций, питающих данную трансформаторную подстанцию. При мощности электростанции до 100 ква включительно, целесообразно выполнять высоковольтное (рабочее и защитное) и низковольтное заземление понижающей трансформаторной подстанции объединённым.

На основе опыта эксплоатации объединённых заземлений высокого и низкого напряжения в системе ДПЗ рекомендуется принимать

следующие величины сопротивлений заземления понижающих подстанций, общих для высокого и низкого напряжения, питаемых от местных станций мощностью до 100 ква:

Мощность станции (ква)	Сопротивление заземления (в омах)	
	сети 10 кв	сети 6 кв
50	10	8
100	7	4

Для понижающих подстанций, питающихся от более мощных местных электростанций (мощностью выше 100 ква), рекомендуется раздельное устройство заземлений высокого и низкого напряжения. Раздельное устройство этих заземлений позволяет выполнять низковольтное заземляющее устройство таким же, как оно устраивается и рассчитывается для случаев питания от обычных сетей, без использования земли в качестве провода, а сопротивление заземления высокого напряжения подбирать исходя из допустимых напряжений для установок высокого напряжения.

Для сетей ДПЗ, питаемых от местных станций мощностью выше 100 ква, сопротивление высоковольтных заземлений понижающих подстанций рекомендуется выбирать при проектировании и осуществлении по таблице 113.

Таблица 113

Сопротивление высоковольтных заземлений понижающих подстанций в сетях ДПЗ, питаемых от местных станций мощностью выше 100 ква

Мощность станции до (ква)	Сопротивление заземления (в омах)	
	сети 10 кв	сети 6 кв
150	15	9
200	10	6
300	7	4—5
400	5	3—4
500	4	2,5—4

Для станций мощностью от 300 ква, при напряжении сети 6 кв, в таблице приведены по две цифры: меньшие относятся к подстанциям, расположенным вблизи станций, а бо́льшие к отдалённым подстанциям. Во всех остальных случаях сопротивление сети мало сказывается на величине сопротивления заземления.

В случае питания системы ДПЗ от районных сетей расчёт раздельно выполняемых заземлений понижающих подстанций должен проводиться в каждом конкретном случае.

В соответствии с инструкцией Главсельэлектро между раздельно выполняемыми заземлениями высокого и низкого напряжения рекомендуется включение пробивного предохранителя. В выпускаемых заводами стандартных трансформаторах пробивной предохранитель включён между нейтралью низкого напряжения и корпусом трансформатора. Нейтраль присоединяется наглухо к заземлителю низкого напряжения, а корпус к защитному и вместе с тем и рабочему заземлению высокого напряжения. Таким образом, пробивной предохранитель оказывается без каких-либо дополнительных подсоединений включённым между заземлением обоих напряжений — высокого и низкого.

Пробивной предохранитель будет пробит и свяжет оба заземления в тех случаях, когда в сети низкого напряжения появятся по каким-либо причинам опасные потенциалы. После того как предохранитель будет пробит, обеспечивается снижение опасных потенциалов в сети низкого напряжения вследствие параллельного соединения обоих заземлений и снижения общего сопротивления заземляющего контура.

На основании § 35 «Правил устройства защитных заземлений в электрических установках сильного тока напряжением выше 1 000 вольт» — аппараты для защиты от перенапряжений и защитные тросы могут присоединяться к заземлениям установок напряжением выше 1 000 в, а также к общим заземлениям установок до и выше 1 000 в, причём никаких специальных мер безопасности в этих случаях не требуется.

Исходя из этого положения, пробивной предохранитель является также полезным элементом в схеме защиты подстанций от атмосферных перенапряжений. При выполнении раздельных заземлений высокого и низкого напряжения разрядники, защитные искровые промежутки и тросы, устанавливаемые на подстанции, присоединяются к заземлению высокого напряжения. Когда разрядник, вследствие атмосферных перенапряжений, срабатывает, пробивной предохранитель пробивается и осуществляет в момент пробоя соединение фазы высоковольтной обмотки, на которую распространилась волна перенапряжения, через разрядник, корпус трансформатора, пробивной предохранитель, нейтраль обмотки низкого напряжения с заземлением низкого напряжения. Практика показывает, что применение такой схемы значительно сокращает число перекрытий изоляции высоковольтных обмоток трансформаторов, установленных на деревянных опорах.

ГЛАВА XX

ЗАЩИТА ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

★

ОСОБЕННОСТИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Одной из основных особенностей сельских электрических установок является значительная протяжённость воздушных линий высокого и низкого напряжения, малое экранирование их высокими строениями. Это обстоятельство создаёт условия более частых поражений молнией различных точек сельской электрической сети.

Грозовые разряды представляют опасность для опор, проводов и изоляторов линий и ценного оборудования электростанций и подстанций. В сельских электроустановках основное оборудование электрических установок (генераторы и трансформаторы) работают обычно без всякого резерва, и поэтому их повреждение выводит из строя на значительный срок установку и оставляет абонентов без электроэнергии на всё время ремонта повреждённого оборудования. Но, учитывая, что для сельских установок временное отключение не вызывает таких тяжёлых последствий как перерыв в работе промышленной электроустановки, нужно стремиться в первую очередь к защите оборудования хотя бы путём временного его отключения от сети.

Помимо защиты оборудования станций и подстанций от набегающих с линии волн перенапряжений, большое значение имеет также вопрос о защите электросооружений от прямых ударов молнии, могущих повлечь за собою пожар или разрушение.

Рассмотрим основные вопросы грозозащиты линий, подстанций и электростанций сельского назначения.

ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Для защиты ЛЭП рекомендуется один из следующих методов: использование изоляции дерева, применение одного из проводов в качестве защитного и устройство автоматического повторного включения (АПВ).

Использование изоляции дерева в смысле грозозащиты заключается в том, что опоры линий устраиваются с деревянными траверзами достаточной длины, с таким расчётом, чтобы расстояние по дереву между основаниями штырей или подвесных арматур изоляторов разных фаз составляло для напряжения 6 кв не менее 0,8 м; для 10 кв — 1 м; для 20 кв — 2 м и для 35 кв — 3 м. При соблюдении указанных расстояний по дереву, как показывает опыт, междуфазное короткое замыкание между линейными проводами, возникающее при грозовом перекрытии, не приводит к образованию и поддержанию дуги рабочего тока, а дуга грозового перекрытия почти мгновенно гасится, и на линии восстанавливается нормальное напряжение без перерыва питания потребителей. Использование изоляции дерева может применяться также и для грозозащиты линий, осуществлённых по системе «два провода — земля».

Применение одного из фазных проводов в качестве грозозащитного заключается в том, что этот провод располагается над другими и создаёт защитную зону от прямого поражения молнией. Этот верхний провод, помимо своего прямого назначения, является также и защитным тросом, а его штырь надёжно заземляется. На рисунке 218 дана схема расположения проводов, из которых верхний является защитным. При применении подвесных изоляторов верхний провод в этих случаях рекомендуется монтировать на штыревых.

В том месте, где заземляющий спуск пересекает деревянную траверзу, следует этот спуск отгибать от столба, чем избегается ослабление изоляции нижних проводов по отношению к земле.

Расстояние между нижними проводами и осью опоры следует принимать для линий 6—10 кв не менее 1 м, для линий 20—35 кв не менее 1,5 м. Сопротивление растекания заземлителей можно принимать в пределах от 10 до 20 ом. Защитный провод неприменим в сетях с использованием земли в качестве одного из проводов.

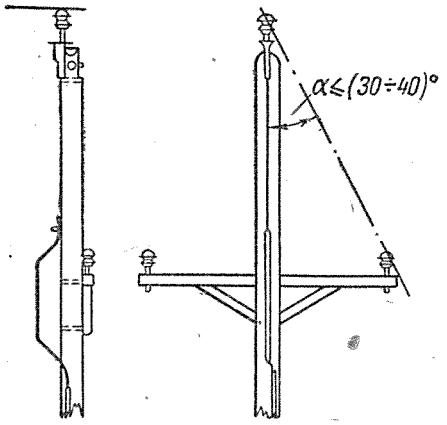


Рис. 218. Схема расположения проводов на опоре с защитным верхним проводом.

К недостаткам этого способа грозозащиты относится необходимость применения повышенных опор, позволяющих поместить на вершине один провод с соблюдением необходимого угла защиты и повышенный расход металла на устройство заземлений крюков защитного провода

Третьим способом грозозащиты линий, весьма эффективным, но слабо распространённым в сельских электроустановках, является осуществление автоматического повторного включения (АПВ). Применять способ АПВ возможно только на высоковольтных фидерах, снабжённых масляными выключателями с автоматическими приводами, например, коробками КАМ. При перекрытии изоляций вследствие атмосферных перенапряжений возникает дуга, которая создаёт режим однополюсного или двухполюсного замыкания и тем самым воздействует на отключение линии. Специальное приспособление, действующее от пружины или груза, через промежуток времени около 0,5 сек. снова включает масленик. За это время искровой промежуток полностью деионизируется, прочность изоляции восстанавливается, а кратковременный перерыв проходит почти незаметно для потребителей.

Значительный эффект даст также широкое внедрение высоковольтных предохранителей многократного действия.

Применение способа АПВ весьма эффективно также и для линий с ослабленной изоляцией, к каковым относятся преимущественно распространённые в сельских местностях линии с крюками.

Такие линии, которые являются наиболее простыми и дешёвыми, в смысле грозозащиты не дают возможности использовать ни изоляцию дерева, ни защитный провод. Вместе с тем вертикальное расположение проводов чрезвычайно затрудняет выдувание и разрыв дуги, возникшей вследствие грозового перекрытия.

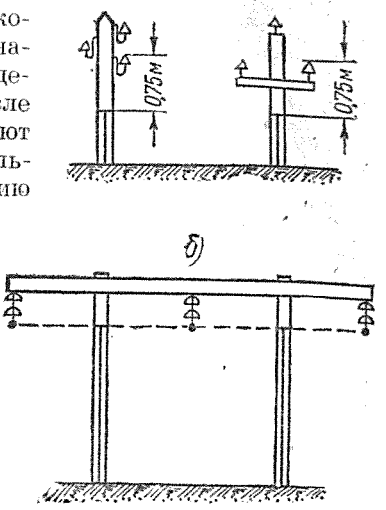


Рис. 219. Искровые промежутки на опорах линий электропередач: а) на одиночных опорах, б) на П-образных.

Особое внимание необходимо уделить защите мест пересечения воздушных линий высокого или низкого напряжения между собой и линиями связи.

Первым мероприятием в смысле защиты от перекрытия проводов пересекающихся линий является соблюдение минимальных расстояний между ними в месте наибольшего сближения. Эти минимальные расстояния составляют:

при пересечении линий напряжением до 10 кв между собою или с линиями низкого напряжения и связи .	2 м
при пересечении линий 20—110 кв между собою и с линиями более низких напряжений и связи	3 м
при пересечении линий любых напряжений с линиями 154—220 кв . . .	4 м

На опорах пролёта пересечения устраиваются искровые промежутки, защищающие от набегающих волн. Эти промежутки выполняются в виде бандажа с заземляющими спусками и заземлением не более 25 ом.

При одиночных опорах бандаж устанавливается на расстоянии 0,75 м от уровня нижнего провода, а при П-образных опорах на уровне проводов (рис. 219).

ЗАЩИТА СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Задачей грозозащиты станций и подстанций является предохранение основного оборудования от вредного воздействия волн перенапряжения, набегающих с линий.

Для изоляции машин и аппаратов опасны волны перенапряжения с крутым фронтом или резким срезом на хвосте. Они создают значительные разности потенциалов по времени, т. е. большие градиенты на виток, что может привести к пробою междувитковой изоляции.

Для защиты оборудования станций и подстанций применяют вентильные и трубчатые разрядники и защитные промежутки. Защитные приспособления должны срабатывать при напряжениях меньших, чем гарантированная импульсная прочность защищаемого оборудования.

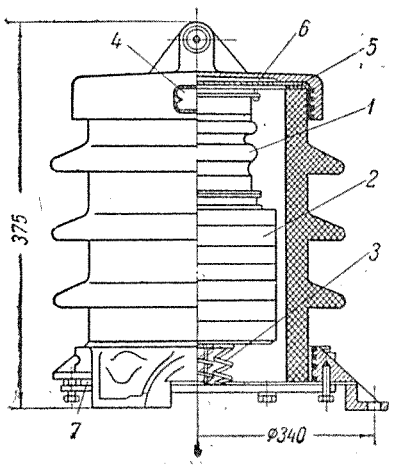


Рис. 220. Разрядник типа РЗСНА-6:

1 — искровой промежуток; *2* — тиритовые диски; *3* — спиральная пружина; *4* — табличка с обозначением технических данных; *5* — уплотняющая резиновая прокладка; *6* — уплотняющий диск; *7* — вентиляционная щель.

Наиболее совершенными защитными средствами являются вентильные (тиритовые) разрядники. Защитное действие этих разрядников основано на свойствах специального состава тирита, сопротивление которого резко снижается при повышении приложенного напряжения. Волна перенапряжения, набегающая на разрядник, пробивает искровой промежуток, и тиритовое сопротивление присоединяется к сети.

При очень высоких напряжениях сопротивление тирита настолько мало, что импульсный ток разряда достигает нескольких сотен или даже тысяч ампер и по этому ионизированному пути разряда устремляется также ток, обусловленный рабочим напряжением сети. После среза импульсной волны сопротивление тирита резко возрастает, ограничивает величину рабочего «сопровождающего» тока до 20—30 ампер, возникшая дуга быстро гаснет, и нормальная работа сети восстанавливается.

Наиболее распространён вентильный тиритовый разрядник типа РТНМ-6 (разрядник тиритовый, наружный, модернизированный) Ленинградского завода «Электроаппарат». Разрядник состоит из фарфорового кожуха, в который заключён многократный искровый промежуток и колонка тиритовых дисков. Завод «Электроаппарат» выпускает также тиритовые разрядники с несколько улучшенными характеристиками, которые получили наименование серии РЗСН (разрядник с зависимым сопротивлением наружный).

Для наиболее ходовых в сельских электроустановках напряжений 6 и 10 кв эти разрядники обозначаются РЗСНА и отличаются от типа РТНМ только формой кожуха. На рисунке 220 показан разрядник РЗСНА на 6 кв.

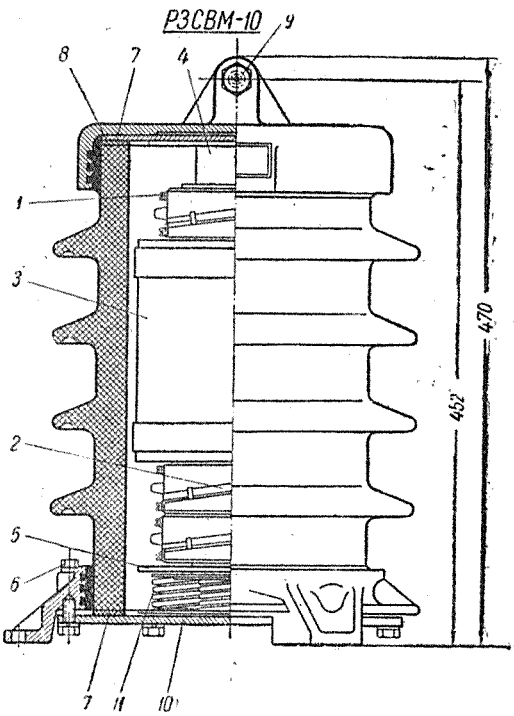


Рис. 221. Разрядник для защиты вращающихся машин типа РЗСВМ-10:

1 — элемент искрового промежутка; *2* — шунтирующее сопротивление; *3* — колонка тиритовых дисков; *4* — железная труба; *5* — центрирующее кольцо; *6* — болт для заземления; *7* — уплотняющая прокладка; *8* — уплотняющий диск; *9* — болт для присоединения к сети; *10* — днище; *11* — тройная пружина.

Для защиты высоковольтных генераторов и электродвигателей заводом «Электроаппарат» выпускаются специальные разрядники (рис. 221) с повышенными защитными характеристиками серии РЗСВМ (разрядник с зависимым сопротивлением для вращающихся машин).

Разрядник типа РВП (разрядник вентильный, подстанционный) на 6 кв (рис. 222) имеет фарфоровый кожух, тщательно герметизированный

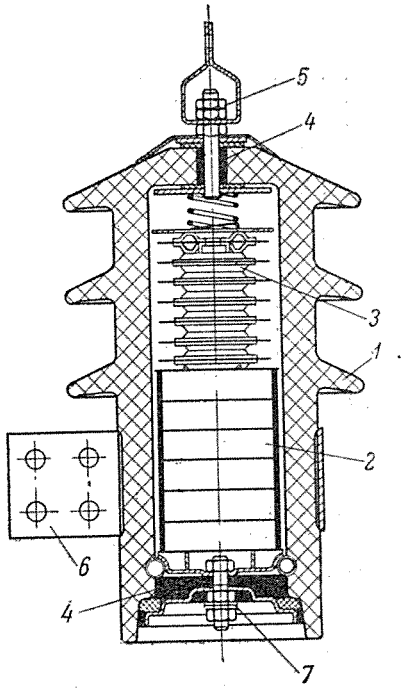


Рис. 222. Вентильный разрядник типа РВП-6 (вилитовый):

1 — фарфоровый кожух; *2* — вилитовые диски; *3* — искровые промежутки; *4* — компаунд; *5* — болт для крепления токоподводящей шины; *6* — хомут для крепления; *7* — болт для заземления.

специальной мастикой. Вместо тирита в этих разрядниках применяется новый материал вилит, обладающий повышенной вентильностью.

Для всех перечисленных выше разрядников приводятся характеристики в таблицах 114 и 115 (для наиболее распространённых в сельских установках напряжений 6 и 10 кв).

Трубчатые разрядники с конструктивной стороны являются чрезвычайно простыми устройствами, состоящими из трубки со встроенными в неё электродами. Расстояние между электродами выбирается таким, чтобы разряд происходил внутри трубки, а не по поверхности разрядника.

Сама трубка изготовляется из такого материала, который, под влиянием вольтовой дуги

Таблица 114

Электрические характеристики тиритовых разрядников серии РТНМ и РЗСН на напряжения 6 и 10 кв

Электрические характеристики	Типы разрядников					
	РТНМ-6	РТНМ-10	РЗСНА-6	РЗСНА-10	РЗСВМ-6	РЗСВМ-10
Импульсный ток (ка)	1	1	1	1	1,5	1,5
Остающееся напряжение на разряднике при импульсном токе, не выше кв	37	51	38	51	28	38
Импульсное разрядное напряжение при времени разряда 1 м. сек. и более не выше — кв. макс.	40	55	40	60	23	38
Пробивное напряжение искрового промежутка при напряжении промышленной частоты — кв. эфф. . .	20	31	16	25	12	20
Наиболее допустимое напряжение на разряднике в момент его работы — кв. эфф. . .	7,6	12,8	7,6	12,8	7,6	12,8

разряда, выделяет газы. Картина разряда и гашения дуги происходит следующим образом: под влиянием атмсферного перенапряжения пробиваются внешний и внутренний промежутки трубчатого разрядника, воздух в промежутках ионизируется, и по этому ионизированному пути устремляется на землю ток однополюсного короткого замыкания промышленной частоты, или так называемый сопровождающий ток. Под влиянием высокой температуры дуги сопровождающего тока трубка интенсивно выделяет газы, которые повышают давление внутри трубки.

Начинается бурное перемешивание газов и выдувание их ярким снопом наружу с шумом, напоминающим выстрел. При этом имеет место деионизация искрового промежутка и полное гашение дуги сопровождающего тока.

Весь этот процесс продолжается в течение очень малого промежутка времени (1—2 периода), и защита релейная или плавкими предохранителями не успеет сработать. Трубчатые разрядники отключают сопровождающие токи в

Таблица 115

Электрические характеристики вентильных разрядников завода «Пролетарий» типа РВП-6 и РВП-10

Электрические характеристики	Размерность	Типы разрядников	
		РВП-6	РВП-10
Остающееся напряжение на разряднике при разрядном импульсном токе не более 1 500 а	кв макс.	26,3	46,2
То же не более 3 000 а	» »	30,0	50,0
То же не более 5 000 а	» »	32,0	53,0
То же не более 10 000 а	» »	34,5	57,7
Импульсное пробивное напряжение при времени разряда 1 мк сек. не выше	кв макс.	42,0	60,0
То же при времени разряда 1,5 мк сек.	» »	35,0	50,0
Пробивное напряжение промышленной частоты не более	кв эффек.	16,0	25,0
Наибольшее допустимое напряжение между фазой и землёй на разряднике в момент его работы	кв эффек.	7,6	12,8

определённых пределах, которые указываются в характеристиках разрядников.

Вне этих пределов нормальная и эффективная работа разрядника не может быть гарантирована. Это объясняется тем, что при токах, превышающих верхний предел, разрядник может быть разрушен вследствие чрезмерного давления выделяющихся внутри трубки газов. При токах же, меньших нижнего предела, выделение газов настолько мало, что оно может оказаться недостаточным для обеспечения гашения дуги. Процесс гашения затягивается, и за это время может сработать защита, отключающая установку. Таким образом при малых сопровождающих токах трубчатые разрядники хотя и защищают установку от перенапряжений, но не обеспечивают бесперебойность электроснабжения потребителей. Наиболее распространены трубчатые разрядники заводов «Электроаппарат» и других (рис. 223), в которых дугогасящим элементом является фибровая трубка. Эти разрядники на открытом конце, из которого выбрасываются горячие газы, снабжаются указателем срабатывания.

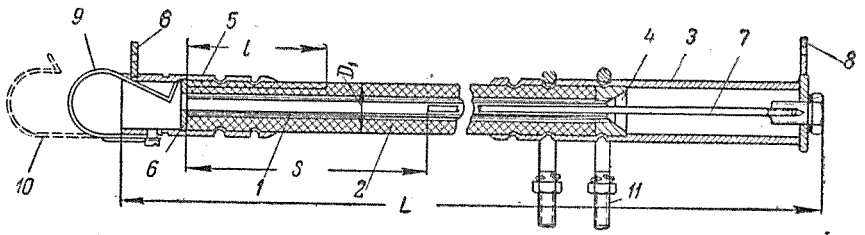


Рис. 223. Трубчатый разрядник завода «Электроаппарат»:

1 — фибровая трубка; *2* — бакелитовая трубка; *3* — стальной резервуар; *4* — стальная конусная гайка; *5* — стальной наконечник; *6* — стальной пластинчатый электрод-звёздочка; *7* — стальной стержневой электрод; *8* — ушки для крепления внешних промежутков; *9* — указатель действия (бронза) в нормальном положении; *10* — то же после срабатывания; *11* — хомутик для крепления разрядника.

Таблица 116

Основные технические данные трубчатых разрядников заводов «Электроаппарат» и других (обозначения по рис. 223)

Тип разрядника	Наружный диаметр трубки мм (*D*)	Полная длина разрядника мм (*L*)	Величина внешнего искрового промежутка мм (*S*)	Разрядные напряжения при 50 герц в кв эффект.	
				сухое	мокрое
РТ-35/1,8-10	56	760	60	83	74
РТ-35/1,8-10	56	760	100	97	83
РТ-35/0,8-5	43	820	60	98	62
РТ-35/0,8-5	43	820	100	106	105
РТ-35/0,4-3	33	675	60	86	64
РТ-35/0,4-3	33	675	100	106	105
РТП-35/1,5-5,5	56	760	60	85	73
РТП-35/1,5-5,5	56	760	100	101	88
РТП-35/1-4	43	820	60	79	66
РТП-35/1-4	43	820	100	100	79
РТ-20/0,8-6	43	680	50	71	64
РТ-10/0,5-7	43	496	8	43	40
РТ-6/0,3-7	43	496	8	43	40

Трубчатые разрядники, выпускаемые указанными заводами, обозначаются марками РТ (разрядник трубчатый) и РТП (разрядник трубчатый подстанционный). В таблице 116 приведены основные технические характеристики разрядников для напряжений 6, 10 и 35 кв.

В обозначении типа разрядников числитель дроби показывает эксплоатационное напряжение установки в киловольтах, а знаменатель — пределы отключаемых токов короткого замыкания в килоамперах.

В последнее время на заводе «Энергодеталь» организовано массовое производство трубчатых разрядников из органического стекла, дугогасящие свойства которого превосходят дугогасящие свойства фибры.

Эти разрядники обозначаются буквами РТО (разрядник трубчатый органического стекла). Изготовляются они для установок с напряжением 6 и 10 кв.

На рисунке 224 дан разрез разрядника РТО завода «Энергодеталь», а в таблице 117 основные характеристики.

Таблица 117

Основные технические данные трубчатых разрядников из органического стекла завода «Энергодеталь»

(обозначения по рис. 224)

Тип разрядника	Полная длина разрядника в мм (L)	Наружный диаметр трубки в мм (d)	Величина внешнего искрового промежутка в мм	Разрядные напряжения при 50 герц в кв эффек.	
				сухое	мокрое
РТО-6/0,2-1,5 . . .	370	22	10	39	29
РТО-6/0,35-2,5	370	27	10	39	29
РТО-6/0,5-4	370	27	10	39	29
РТО-6/1-6	370	30	10	39	29
РТО-10/0,15-1,2 . .	410	27	15	43	34
РТО-10/0,4-3,5 . . .	410	27	15	43	34
РТО-10/1-6	410	30	15	43	34

В электрических установках, особенно сельскохозяйственных, большое распространение получают защитные искровые промежутки. Они применяются в комбинации с разрядниками, а часто и взамен разрядников. Искровые промежутки целесообразно применять для большинства защищаемых элементов в виде рогов. Такая форма промежутка способствует разрыву и самопогасанию дуги. На рисунке 225 дана рекомендуемая форма роговых промежутков, проверенная с точки зрения наиболее благоприятных условий гашения дуги.

Электроды промежутка выполняются из круглого железа диаметром не менее 10 мм. При устройстве промежутков необходимо принять особые меры против возможности их перекрытий птицами. Одним из мероприятий такого рода является выполнение грозозащиты одного и того же элемента электроустановки в виде двух последовательно расположенных искровых

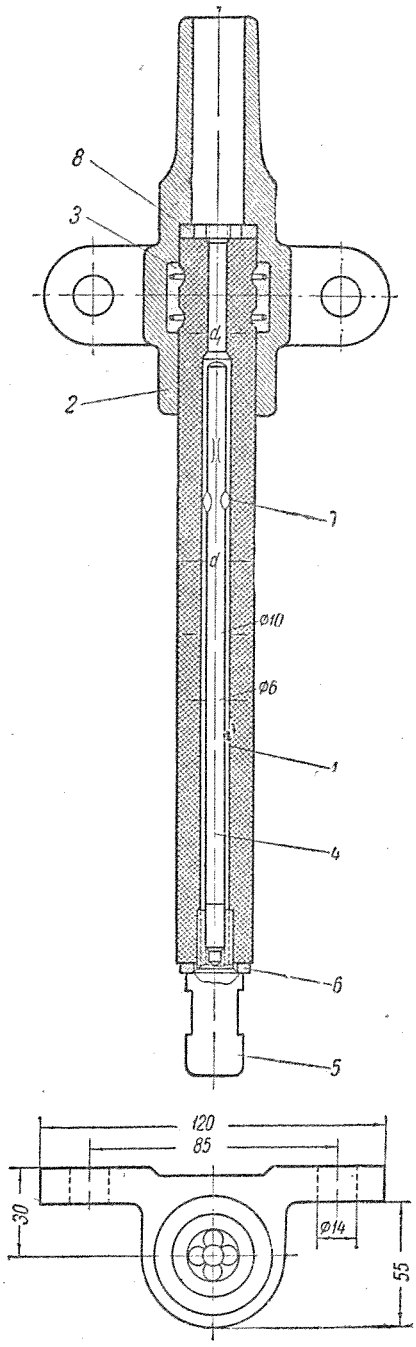


Рис. 224. Трубчатый разрядник 6—10 кв из органического стекла завода «Энергодеталь»:

1 — трубка из органического стекла; *2* — обойма из силумина; *3* — цементная заливка; *4* — стальной стержневой электрод; *5* — силуминовая пробка; *6* — текстолитовая шайба; *7*— центрирующие выступы; *8* — стальной пластинчатый электрод-звёздочка.

промежутков, причём один из этих промежутков желательно расположить на вертикальном столбе. Расстояние между двумя последовательно расположенными промежутками должно составлять не менее 2—3 метров.

ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

Генераторы, работающие на сеть через повышающие трансформаторы, в специальных мерах грозозащиты не нуждаются.

Защита высоковольтного генератора, работающего непосредственно на высоковольтную воздушную сеть, является очень серьёзной задачей.

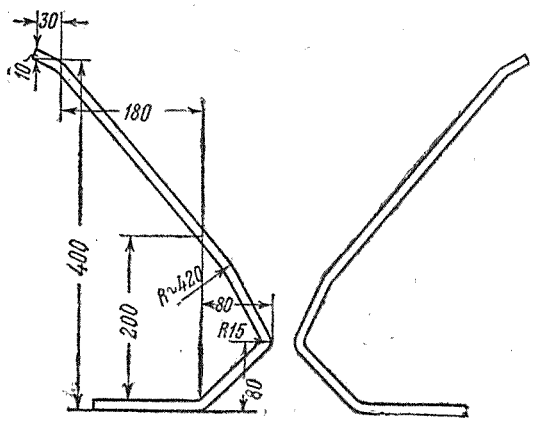


Рис. 225. Рекомендуемая форма рогового защитного промежутка.

На шинах станции устанавливается комплект вентильных (тиритовых) разрядников для вращающихся машин типа РЗСВМ, и, кроме того, желательна установка конденсаторов по схеме звезда с заземлением нулевой точки. Ёмкость конденсатора может быть принята по 0,1 микрофарады на фазу. Линии подхода к станции должны быть защищены трубчатыми разрядниками типа РТ или РТО, устанавливаемыми на расстояниях 200, 400 и 600 м от станции. Вместо разрядников может быть на всей этой длине подвешен на каждом фидере защитный трос или же установлены стержневые молниеотводы.

При осуществлении выводов высоковольтных генераторов кабельными длиною около 150 м, с последующим переходом кабеля на воздушную линию, на месте перехода устанавливают комплект трубчатых разрядников. Защита генератора на шинах остаётся такой же, как и при прямом питании на воздушную линию. Эффективность защиты при применении кабельных вставок значительно повышается.

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Защита трансформаторных подстанций 6 и 10 кв осуществляется установкой на самой подстанции тиритового или, при его отсутствии, трубчатого разрядника. Внешний искровой промежуток трубчатого разрядника принимается равным 10 мм для 6 кв и 15 мм для 10 кв. Для срезания набегающей волны перенапряжения с большой амплитудой и ограничения тока, протекающего через подстанционный разрядник, на подходах к подстанции на расстоянии 100—200 м устанавливается искровой промежуток. Допустима также схема защиты подстанции без применения разрядников. Для этого вентильный или трубчатый разрядник на самой подстанции заменяется последовательно расположенными двумя искровыми промежутками с расстояниями 20 и 10 мм для 6 кв и 30 и 15 мм для 10 кв. Один из этих промежутков шунтируется ёмкостью (штыревым изолятором). Как было указано выше, последовательное размещение искровых промежутков с вертикальным расположением одного из них предупреждает от случайных перекрытий (например, при замыкании птицами); кроме того, при двух промежутках легче достигается снижение их пробивного напряжения по сравнению с уровнем защищаемой изоляции.

ГРОЗОЗАЩИТА НИЗКОВОЛЬТНЫХ УСТАНОВОК

При прямых ударах молнии, в сетях низкого напряжения образуются высокие потенциалы, которые могут быть занесены во внутреннюю проводку жилых домов и прочих помещений.

Опасное атмосферное перенапряжение появляется независимо от того, находится ли линия под напряжением или она обесточена. Основным мероприятием, предупреждающим здания от атмосферного перенапряжения, является прокладка по всей длине вводного (ответвительного) столба заземлённого спуска. К этому спуску присоединяются все расположенные на данном вводном столбе крюки и штыри линейных проводов и нулевой провод. Если на ответвительном столбе проложены провода связи или радиовещания, то крюки этих линий слабого тока присоединяются к заземлённому спуску. Если расстояние от ответвительного столба превышает 15 м, то заземлённый спуск устраивается на подставном столбе, расположенном у ввода в здание. Заземляющие спуски из стальной проволоки диаметром 5—6 мм закрепляются на

столбе проволочными скобами. Сопротивление растеканию заземлителей не должно превышать 20 ом.

СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗРЯДНИК ДЛЯ ЗАЩИТЫ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И СЕТЕЙ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Всесоюзным электротехническим институтом сконструированы и изготовлены опытные образцы специального разрядника для защиты низковольтных электрических установок от атмосферных перенапряжений. Разрядник состоит из искрового промежутка и специального вилитового диска диаметром 75 мм и толщиною в 10 мм. Диск изготовляется из нового вентильного материала «вилит», разработанного институтом. Этот материал обладает большой импульсной пропускной способностью и высокой вентильностью. В сети низкого напряжения задача ограничения токов короткого замыкания является наиболее существенной, и с этой задачей с успехом справляется вилитовый вентильный диск.

Длина воздушного искрового промежутка разрядника составляет 12,5 мм.

Пробивное напряжение разрядника при импульсах соответствует прочности низковольтной аппаратуры и составляет 2,5—3 кв.

ГЛАВА XXI

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ СЕЛЬСКИХ ГЭС И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

★

ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ

При проектировании освещения сельских потребителей часто пользуются нормами минимальной освещённости, установленными для промышленности и городов. Как показывает практика сельских электроустановок, эти нормы в ряде случаев завышены. На основе изучения опыта Главсельэлектро введены временные нормы для сельской электрификации, вполне соответствующие нуждам производства и быта и вместе с тем дающие значительную экономию установленной мощности ГЭС и проводниковых материалов в воздушных сетях.

Для большинства сельских потребителей разработаны нормы удельного потребления мощности в ваттах на 1 кв. м помещения по наружному обмеру, которые приведены в таблице 118. Если какое-либо здание состоит из отдельных комнат разного назначения, то имеется возможность запроектировать осветительную установку по отдельным комнатам данного здания. Детализированные нормы приводятся в таблице 119.

Вся работа по подсчёту осветительных нагрузок сводится к следующему. Удельная мощность в ваттах на 1 кв. м (по нормам) умножается на площадь данного помещения (по наружному обмеру). Если в здании несколько этажей, то площадь берётся суммарно по всем этажам. Для определения общего числа светоточек (ламп) подсчитанная суммарная мощность делится на среднюю мощность одной светоточки. Выбранное количество светоточек разбивают, в зависимости от характера самого помещения, на отдельные точки, исходя из мощности стандартных ламп (табл. 120). Кроме того, необходимо выбрать тип осветительной арматуры.

Таблица 118

Осветительные нормы по объекту в целом

Наименование помещений	Удельная мощность в вт на 1 кв. м	Средняя мощность светоточки (в вт)	Годовое число часов использован. присоедин. мощности	Коэффициент одновременности
Контора большая	4,9	49	800	0,8
» колхозная	4,1	41	900	0,9
Колхозная мастерская: 1 смена	7,5	98	1 250	0,7
Колхозная мастерская: 2 смены			2 000	
Колхозная мастерская: 3 смены			2 400	
Автогараж	3,8	83	1 000	0,7—0,9
Пожарный сарай	3,8	53	1 200	0,8—0,9
Склады материалов и снабжения	2,6	40—90	700—900	0,2—1,0
Зернохранилище и овощехранилище	0,5	50	700—900	0,9
Навесный сарай	0,8	50—100	700—900	0,4
Столовая	6,3	94	700	0,8—0,9
Хлебопекарня	7,1	68	1 000	0,9
Магазины	7,1	53	800	0,8
Ларёк с жилой комнатой	4,1	45	900	1,0
Бани-прачечные	4,1	38	700	0,9
Школа	7,5	78	800	0,6
Ясли	5,9	69	700	0,7
Больница	8,6	83	1 000	0,6
Клуб	9,0	90	800	0,5
Лаборатория	7,1	75	300	0,6
Коровники	1,4	55	700	0,9
Свинарники	1,4	55	900	0,8
Конюшни	1,5	55	700	0,9
Общежития	4,1	50	1 500	0,8
Жилые многоквартирные дома	4,1	40	1 500	0,9

Для определения по данному помещению максимально потребляемой мощности необходимо подсчи-

Таблица 119

Осветительные нормы по отдельным помещениям

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Контора большая		
Входной тамбур	5,3	7,5
Ожидальная	3,7	11
Конторские помещения	9	30
Кабинеты руководящего персонала: общее освещение	6,8	11
Кабинеты руководящего персонала: местное »		38
Почтовое отделение	6,7	30
Комната сторожа	3,7	11
Кладовая	7,5	11
Уборная	7,5	11
Терраса	1,5	7,5
Контора малая колхозная		
Передняя	3,4	7,5
Контора	9	30
Жилые комнаты: общее освещение	5,2	11
Жилые комнаты: местное »		23
Кухня	4,3	11
Мастерская		
Табельная	7,5	15
Раздевальная	5,6	9
Аккумуляторная	9	23
Газогенераторная	6	11
Склад топлива	2,3	3,7
Литейный цех: общее освещение	9	23
Литейный цех: местное »		—
Кузница	7,5	20
Промывочная	6	15
Механический цех: общее освещение	9	23
Механический цех: местное »		70
Деревообделочная	9,8	34
Сборочный цех: общее освещение	9,8	34
Сборочный цех: ручные лампы		—
Сварочная	6,8	23
Радиаторная: общее освещение	7,5	20
Радиаторная: ручные лампы		—
Вулканизация	6	20
Инструментальный склад	6	15
Кладовые (склады)	3	7,5
Шорная	6	20
Умывальная, душевая	7,5	11
Автогараж		
Разъездной тамбур	2,7	7,5
Тёплый гараж	4,1	15
Холодный гараж	3,7	11
Подканальное освещение	переносные лампы	
Кладовая	3	7,5
Дежурная: общее освещение	5,3	7,5
Дежурная: местное »		20

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт. на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Пожарный сарай		
Помещение для автомашины	3,7	11
Помещение для хранения инвентаря	3,7	11
Дежурная: общее освещение	5,3	7,5
Дежурная: местное »		20
Сени	4,5	6
Конюшня	1,7	4,5
Склады материальные и снабжения		
Складские помещения для посуды, стекла, запасных частей, тары, красок, продовольствия и пр.	3	7,5
Контора	9	30
Овощехранилище и клубне-плодохранилище		
Проезды и проходы между закромами	2,5	3,7
Тамбуры, лестницы	3	3,7
Навесы и сараи	0,8	1,5
Столовая		
Входной тамбур	5,5	6
Раздевальная	6	11
Умывальная	7,5	11
Обеденный зал	7,5	30
Моечная	7,5	30
Кухня	9	30
Уборная	8,2	11
Кладовая	7,5	11
Красный уголок	9	30
Летняя терраса для обедающих	9	2,6
Хлебопекарня		
Склад хлеба	4,5	11
Пекарня, перед печью	9,5	30
Пекарня, проходы		15
Месильня	12	30
Склад муки	7,5	23
Кроме того, 1 ручная лампа для осмотра печей на напряжение 12 или 36 в	—	—
Магазины		
Торговые помещения	8	30
Распаковочная	4,5	11
Разрубочная	7,1	20
Комната отдыха	6,6	23
Контора	9	30
Кладовая для спецодежды	7,5	11
Уборная	8,3	11
Тамбур	5,8	6
Подвалы для хранения продуктов и ледники	3,4	4,5
Витрины	75	—

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Ларёк с жилой комнатой		
Торговое помещение	6,7	23
Жилая комната: общее освещение	4,1	7,5
Жилая комната: местное »		—
Бани-прачечные		
Раздевальная, приёмная грязного белья, камера хранения, дезинфекционная камера	5,5	11
Мыльная, парильная	6	11
Стиральная	8,3	20
Сушилка	2	3,3
Гладильная	9	23
Котельная		
Площадь перед котлами	12	23
» над котлами	7,5	15
Школы		
Коридор	3,4	7,5
Раздевальная и вестибюль	7,1	20
Рекреационный зал	6,7	23
Учительская: общее освещение	6,7	11
Учительская: местное »		37,5
Классы	13	55
Мастерская	11	45
Кухня	7	23
Чайная и буфет	7,5	30
Умывальная	7,5	11
Уборная	7,5	11
Читальня	9,4	37,5
Библиотека	7,5	30
Ясли		
Раздевальная	5,3	11
Приёмная (кормление детей)	6,7	23
Помещение для детей, столовая	6,7	23
Спальная	4,5	11
Туалетная	6,4	20
Изолятор	6,7	23
Кухня	7	23
Комната персонала: общее освещение	5,35	11
Комната персонала: местное »		23
Больница		
Ожидальная	6,7	20
Боксы	8,3	20
Изолятор	9	23
Комната осмотра: кабинет врачей	15	37,5
Контора: общее освещение	7,5	20
Контора: местное »		5,5
Терапевтический кабинет: общее освещение	10	37,5
Терапевтический кабинет: местное »		100

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Предоперационная	23	75
Стерилизационная	11	37,5
Хирургический кабинет: общее освещение	30	75
Хирургический кабинет: местное »		1 000—2 000
Перевязочная: общее освещение	27	75
Перевязочная: местное »		600
Гинекологический кабинет: общее освещение	27	75
Гинекологический кабинет: местное »		600
Предродовая	6,8	15
Родильная комната	23	75
Детская комната	7,5	23
Комната кормления детей	7,5	23
Палаты	6,7	15
Ванная	8,2	20
Дежурная	6,7	20
Лаборатория	15	55
Аптека	15	55
Веранда	6	11
Буфет	11	37,5
Гардеробная	5,2	11
Покойницкая	6	11
Анатомическая	12,7	45
Ледник	2,3	4
Клуб		
Вестибюль. Раздевальная	5,3	11
Кружковые комнаты, юношеская секция, читальный зал	11	37,5
Книгохранилище	7,5	23
Комната выдачи книг	7,5	23
Курительная	5,3	11
Спортивный зал	8,2	23
Буфет	11	37,5
Мойка буфета	8,2	20
Комната правления: общее освещение	7,5	20
Комната правления: местное »		55
Зал для собраний	10,5	35
Кулуары	6,7	20
Зрительный зал	13,5	37,5
Фойе артистическое	11	37,5
» для публики	11	30
Уборная для артистов: общее освещение	8,3	20
Уборная для артистов: местное »		1 000
Комната режиссёра: общее освещение	7,5	20
Комната режиссёра: местное »		75
Комната бутафории и реквизита	5,3	11
Комната аппаратуры оркестрантов	6,7	20
Трюм	6	11
Перемоточные	9	23
Кинобудка	8,2	20
Освещение сцены	100	—
Лаборатории		
Помещение лаборатории: общее освещение	13,5	37,5
Помещение лаборатории: местное »		—
Разборочная и моечная	9,7	23

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Весовая	7,5	20
Хранение реактивов	5,3	11
Кабинет оптических приборов	11	37,5
Метеорологический кабинет	11	37,5
Чертёжная	15	55
Зал технической экспертизы	11	37,5
Зернохранилище и элеваторы		
Подъезд-тамбур	7,5	20
Помещение для ссыпки зерна	2,3	4
Лента транспортёра	5,5	11
Подъёмные механизмы	13,5	35
Чердак зернохранилища	2,3	4
Коровники		
Помещение для коров:		
а) вымя коровы	1,4	2,3
б) навозный проход		4
в) кормовой проход и кормушки		1,5
г) паспортная доска		3
д) спина коровы		1,5
Помещение для отёла и телят	1,5	3
Приготовление корма	2,3	4,5
Молокосборочная	4,5	11
Дежурная	4,5	11
Свинарники		
Тёплое отделение: проход	1,4	4,5
Тёплое отделение: станок (стойло)		2
Холодное отделение: проход	1,3	4
Холодное отделение: станок (стойло)		1,5
Столовая	3	2,3
Кормокухня	4	6
Дежурная	4,5	11
Конюшня		
Помещение для лошадей: проход	1,4	4
Помещение для лошадей: стойло		2,5
Помещение для лошадей: на кормушке		1,5
Сбруйная	3	7,5
Общежития		
Передняя	3,5	7,5
Сушилка	3,5	7,5
Жилые комнаты	6	15
Детские	6	15
Комнаты отдыха: общее освещение	6,7	11
Комнаты отдыха: местное »		37,5
Кубовая	4	7,5
Умывальник	6,7	11
Кладовка	2	4
Веранда	5,2	11
Уборные	6,7	11

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Жилые многоквартирные дома		
Передняя-коридор	3,5	7,5
Жилые комнаты: общее освещение	5,3	11
Жилые комнаты: местное »		23
Кухня	4,3	11
Кладовки	2,3	4
Уборные	6,7	11
Жилой дом колхозника	65—150 вт на двор	
Отдельные помещения		
Жилая комната с площадью до 16 кв. м	1 лампа в 40 вт	
То же 16—25 кв. м	1 лампа в 60 вт	
Кухня	1 лампа в 25 вт	
Помещение для скота	1 лампа в 25 вт	

танную общую установленную мощность умножить на коэфициент одновременности.

Освещение улиц

Высота подвеса 4,5—5,5 м 1—0,75 вт. на 1 пог. м

Примечание. В таблице руководящих материалов по проектированию сельскохозяйственных электроустановок норма освещённости в люксах во всех случаях приводится для горизонтальной плоскости на уровне рабочей поверхности.

Высота рабочей поверхности принимается:

а) в помещениях конторского типа, где работа производится в основном на уровне стола, — 0,8 м от пола;

б) в мастерских (механические, слесарные, деревообделочные и подобные им цеха) — 1 м от пола;

в) в больничных палатах — 0,5 м от пола;

г) во всех помещениях, где производится грубая работа, или приходится иметь дело с крупным оборудованием, или же где требуется лишь освещение проходов (коридоры, фойе, уборные, вестибюли, лестницы, бани, кладовые и т. д.) — на уровне пола.

Годовое количество потребляемой электроэнергии определяется путём умножения присоединённой мощности токоприёмников данного помещения на годовое число часов использования этой мощности, приведённое в той же таблице и полученное на основе изучения материалов по потреблению электроэнергии в сельском хозяйстве.

Подсчёт осветительных нагрузок для жилых домов колхозников производится не по нормам удельной мощности на единицу площади, а по нормам на двор в целом. Нормы мощности на жилой дом колхозника колеблются в пределах от 65 до 150 вт. Выбор нормы зависит от числа комнат в хозяйстве. Например, если в доме имеется одна жилая комната, совмещённая с помещением для приготовления пищи, то для этой комнаты (размером обычно 16—18 кв. м) принимается лампа в 40 вт. Для вспомогательных помещений дома колхозника предусматривается одна лампа в 25 вт.

В домах с выделенной кухней и с одной жилой комнатой для обычных условий достаточно трёх ламп общей мощностью 90 вт. Для домов с двумя жилыми комнатами, кухней и подсобным помещением принимают 4 лампы общей мощностью 150 вт.

В помещениях для колхозного скота (коровники и т. д.) следует предусматривать до 25% от установленной мощности для дежурного освещения.

По крупным объектам, а также по общественным, коммунальным и прочим постройкам, расположенным в пределах рабочих посёлков, дачных мест и т. д., нормы удельного расхода мощности могут повышаться в пределах до 25%. Нормы мощности на квадратный метр постройки в целом относятся ко всем несложным объектам, и при пользовании ими не следует разрабатывать чертежи внутренней проводки. В тех случаях, когда проектируется освещение более сложного помещения, с двумя-тремя осветительными группами, требуется некоторая детализировка чертежа внутренней проводки с нанесением на план светоточек.

РАСЧЁТ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК МЕТОДОМ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В тех случаях, когда в проектируемом объекте имеются помещения более сложные и ответственные, с установленной мощностью от 3 квт и выше, необходимо расчёт освещения производить методом коэфициента использования светового потока с проверкой в некоторых случаях для производственных помещений точечным методом. При расчёте методом коэфициента использования применяется следующая формула:

$$F = \frac{E \cdot c \cdot zS}{n \cdot \eta}, \qquad (152)$$

где F — световой поток (в люменах) одной лампы;

E — минимальная освещённость (в люксах) на горизонтальной поверхности;

c — коэфициент запаса;

z — отношение средней освещённости к минимальной;

s — освещаемая площадь кв. м;

n — число светильников;

η — коэфициент использования светового потока.

Минимальная освещённость принимается по детализированным нормам для отдельных помещений. Коэфициент использования определяется в зависимости от показателей помещения, которые зависят от высоты подвеса арматуры над освещаемой поверхностью и от длины и ширины помещения. Кроме того, для выбора коэфициента использования имеют значение состояние окраски стен и потолка помещения и характеристика выбранной осветительной арматуры.

Таблица 120

Осветительные лампы накаливания

Мощность (в вт)	Световой поток (в люменах)	
	ламп 110—120—127 в	ламп 220 в
	а) Нормальные	
15	124	—
25	225	191
40	380	336
60	645	540
100	1 275	1 000
150	2 175	1 710
200	3 050	2 510
300	4 875	4 100
400	6 760	5 760
500	8 725	7 560
750	13 690	12 230
1 000	19 000	17 200
	б) Биспиральные	
400	36	—
650	53	60
900	67	76
1 300	92	104

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Весовая	7,5	20
Хранение реактивов	5,3	11
Кабинет оптических приборов	11	37,5
Метеорологический кабинет	11	37,5
Чертёжная	15	55
Зал технической экспертизы	11	37,5
Зернохранилище и элеваторы		
Подъезд-тамбур	7,5	20
Помещение для ссыпки зерна	2,3	4
Лента транспортёра	5,5	11
Подъёмные механизмы	13,5	35
Чердак зернохранилища	2,3	4
Коровники		
Помещение для коров:		
а) вымя коровы	1,4	2,3
б) навозный проход		4
в) кормовой проход и кормушки		1,5
г) паспортная доска		3
д) спина коровы		1,5
Помещение для отёла и телят	1,5	3
Приготовление корма	2,3	4,5
Молокосборочная	4,5	11
Дежурная	4,5	11
Свинарники		
Тёплое отделение: проход	1,4	4,5
Тёплое отделение: станок (стойло)		2
Холодное отделение: проход	1,3	4
Холодное отделение: станок (стойло)		1,5
Столовая	3	2,3
Кормокухня	4	6
Дежурная	4,5	11
Конюшня		
Помещение для лошадей: проход	1,4	4
Помещение для лошадей: стойло		2,5
Помещение для лошадей: на кормушке		1,5
Сбруйная	3	7,5
Общежития		
Передняя	3,5	7,5
Сушилка	3,5	7,5
Жилые комнаты	6	15
Детские	6	15
Комнаты отдыха: общее освещение	6,7	11
Комнаты отдыха: местное »		37,5
Кубовая	4	7,5
Умывальник	6,7	11
Кладовка	2	4
Веранда	5,2	11
Уборные	6,7	11

Продолжение

Наименование помещений	Норма в вт на 1 м² освещаемой площади	Норма минимальной освещённости (в люксах)
Жилые многоквартирные дома		
Передняя-коридор	3,5	7,5
Жилые комнаты: общее освещение	5,3	11
Жилые комнаты: местное »		23
Кухня	4,3	11
Кладовки	2,3	4
Уборные	6,7	11
Жилой дом колхозника	65—150 вт на двор	
Отдельные помещения		
Жилая комната с площадью до 16 кв. м	1 лампа в 40 вт	
То же 16—25 кв. м	1 лампа в 60 вт	
Кухня	1 лампа в 25 вт	
Помещение для скота	1 лампа в 25 вт	

танную общую установленную мощность умножить на коэфициент одновременности.

Освещение улиц

Высота подвеса 4,5—5,5 м 1—0,75 вт. на 1 пог. м

Примечание. В таблице руководящих материалов по проектированию сельскохозяйственных электроустановок норма освещённости в люксах во всех случаях приводится для горизонтальной плоскости на уровне рабочей поверхности.

Высота рабочей поверхности принимается:

а) в помещениях конторского типа, где работа производится в основном на уровне стола, — 0,8 м от пола;

б) в мастерских (механические, слесарные, деревообделочные и подобные им цеха) — 1 м от пола;

в) в больничных палатах — 0,5 м от пола;

г) во всех помещениях, где производится грубая работа, или приходится иметь дело с крупным оборудованием, или же где требуется лишь освещение проходов (коридоры, фойе, уборные, вестибюли, лестницы, бани, кладовые и т. д.) — на уровне пола.

Присоединённые мощности моторов суммируются по проектируемому объекту в целом, а также и по тем группам моторов, которые будут участвовать самостоятельно в таблице к суточным графикам нагрузок. По отношению к этим группам моторов вводится коэфициент одновременности, который является приведённой величиной, учитывающей как разновременность работы отдельных токоприёмников, так и величину нормальных коэфициентов загрузки отдельных моторов.

Таким образом, в расчётной таблице максимальные мощности выводятся по абонентам, которые самостоятельно участвуют в таблице к суточным графикам нагрузок. Если в графике участвует потребитель с одним мотором, то его максимальная мощность выводится как произведение присоединённой мощности на нормальный коэфициент загрузки.

Годовое потребление электроэнергии моторными потребителями может быть определено как по отдельным моторам, так и по группе моторов. Потребление энергии определяется произведением присоединённой мощности на число часов использования этой мощности.

Расход электроэнергии моторами может быть определён и другим методом. Зная годовое количество продукции, перерабатываемой данной машиной, и удельный расход электроэнергии в киловатт-часах на единицу продукции, произведением этих двух величин определяют годовое количество потребляемых киловатт-часов. Далее, обратным путём, т. е. путём деления годового количества электроэнергии на присоединённую мощность электромотора, определяют число часов использования установки.

Данные о применяемых в сельском хозяйстве наиболее распространённых машинах со всеми энергетическими показателями, необходимыми для проектировщиков и эксплоатационного персонала гидроэлектростанций, приведены в следующих таблицах:

Оборудование мастерских и заводов . . . . . табл. 123
Машины, применяемые в полеводстве . . . . . » 124
Машины, по обработке с.-х. продуктов . . . . . » 125
Поршневые насосы . . . . . » 126
Центробежные насосы . . . . . » 127
Дождевальные установки . . . » 128
Машины для животноводческих хозяйств . . . . . » 129

Таблица 123

Оборудование МРЗ, МТМ, МТС и колхозных мастерских

Наименование машин	Мощность квт	Число оборотов в минуту
А. Металлорежущие станки		
Токарно-винторезный станок типа 1612 с высотой центров 125 мм, расстояние между центрами 450 мм	0,52	300
То же, типа 1617 «Удмурт» с высотой центров 175 мм, расстояние между центрами 750 мм	2,2	340
То же, типа 1А62 (ТН-20), с высотой центров 200 мм, расстояние между центрами 750—2 000 мм . .	3,7	220
То же, типа 1627 (ТН-27) с высотой центров 275 мм, расстояние между центрами 1 500—2 000 мм	3,7	220
То же, типа 1В62 (МТ-1) с высотой центров 220 мм, расстояние между центрами 1 500 мм	2,3	300
То же, типа 1К617 (К-33) с высотой центров 175 мм, расстояние между центрами 1 000—1 500 мм	1,3	300
То же, типа 162-СП с высотой центров 150 мм, расстояние между центрами 1 000 мм	2,2	300
Сверлильный станок типа 214(ОВ-40) максимальный диаметр сверления 40 мм	2,2	475
Сверлильный станок, максимальный диаметр сверления 25 мм	1,85	350
Сверлильный станок, максимальный диаметр сверления 25 мм	2,2	250
Настольный сверлильный станок максимальный диаметр сверления 8 мм	0,2	—
Поперечно-строгальный станок типа 7035 (III-3)	2,6	190
То же типа (III-4)	3,5	190
Универсально-фрезерный станок типа 681 (ТУ-2)	2,3	600
То же типа 682	3,4	600
Б. Специальные станки по ремонту тракторов		
Станок для расточки подшипников «ВИМЭ» РБ-10, высота центров 185 мм, расстояние между центрами 450 мм	1,9	960
Комбинированный станок КСК типа 190, высота центров 260 мм, расстояние между центрами 1 500 мм	2,3	500
Суппортно-шлифовальный прибор типа ТК	0,15	—
Шлифовальный станок для коленчатых валов 3Н-42, высота центров 3 000 мм, расстояние между центрами 1 500 мм. Мотор привода вала	1,3	1 000
Мотор шлифовальной бабки	5,5	1 000
Цилиндро-расточный станок	1,5	125—400

Продолжение

Наименование машин	Мощность квт	Число оборотов в минуту
Станок прижига и приработки подшипников	14,7	450
То же	14,7	600
Гидравлический испытательный тормоз М-48	14,7	450
То же МИИМСХ-1	14,7	450
Стенд испытания двигателей	22,0	500
Наждачно-точильный станок типа 3633	1,5	1420
То же типа 3630	2,2	1000
Универсальный заточный станок типа 364 (УЗ)	0,52	1410
Ножовочная пила типа НСІБ	0,75	140—300
Машина для мойки деталей	3,5	—
Компрессор «Гаро»	3,0	—
В. Аппарат дуговой сварки		
Электросварочный агрегат типа СМГ-1	6,8	1 450
То же СМГ-2	14,5	1 430
Умформер для электросварки типа СУГ-25	11,6	1 430
То же типа СУГ-1	10,0	1 430
Электросварочный аппарат типа СГ-2 (однофазный трансформатор)	9,75 ква	—
Электросварочный аппарат типа СГ-22	13,5	—
Прибор для шлифовки клапанов	0,25	5 000
Электроприбор для шлифовки клапанных гнезд	0,3	12 000
Электропечь для плавки баббита № 9071 ёмкостью 7 кг	1,2	—
То же № 9072 ёмкостью 5 кг	0,9	—
Г. Аппараты по ремонту автотракторного электрооборудования		
Универсальный контрольно-испытательный стенд КИС-2 «ВИМЭ»	0,6	2 500
Установка для зарядки аккумуляторов ЗУ-1 «ВИМЭ»	0,52	1 400
Станок для намотки трансформаторных катушек СНТК-1	0,25	1 450
Электрический сушильный шкаф	2,1	—
Д. Станки и машины по обработке дерева		
Пила круглая, диаметр 600 мм, типа ТК, для глубины пропила 200 мм	1,85	1 700
Пила ленточная с высотой 450 мм, вылет 700 мм	1,85	210
То же — 800 мм	2,7	500
Лесопильная рама упрощённого типа	21,0	200
Фуговальный станок	1,65	3 600
Токарный станок по дереву, высота центров 300 мм, расстояние между центрами 1 000 мм	2,0	4 ступени
Пилоточка	0,5	240
Строгальный односторонний станок	3,0	1 500

Таблица 124

Машины, применяемые в полеводстве

Наименование машины	Производительность (в т/час)	Мощность машины (в квт)	Число оборотов приводного шкива
А. молотилки хлебные			
а) Сложные			
Молотилка типа АМ-710 «Радгосп»	2,5—3,0	29,0	970
Молотилка МК-1100	1,6—1,8	13,0	1 150
» МО-900	1,2	13,0	1 150
» БДО-34	1,0	10,0	1 140
» АДО-42	1,0	8,0	900
» В-42	1,0	8,0	1 000
» АДО-36	0,8	6,0	900
б) Полусложные			
Молотилка СО-32	1,0	6,0	1 000
» СО-28	0,8	6,0	1 000
» БР-23	0,5	3,5	1 000
в) Простые			
Молотилка АР-23	0,5—0,6	3,5	1 000
» Б-23	0,5—0,6	3,5	1 000
» Б-18	0,3—0,4	2,0	9 000
» АР-18	0,3—0,4	2,0	900
» РО-18	0,3—0,4	2,0	900
» «Колос»	0,3—0,4	2,0	900

Примечание. Расход электроэнергии на молотьбу зависит от типа молотилки, её загрузки, а также от качества урожая, т. е. от отношения веса зерна к весу соломы, влажности и засорённости хлебной массы. Для средних условий можно принимать удельный расход электроэнергии на обмолот:

пшеницы . . . . . от 7,6 до 10,5 квч/т
ржи . . . . . от 8,2 до 12,0 »
овса . . . . . от 6,6 до 10,0 »
ячменя . . . . . от 6,0 до 9,0 »

При комплексной электромеханизации молотильного тока механизируются на базе электропривода все наиболее трудоёмкие работы. При этом состав молотильной бригады при молотилке МК-1100 с 34 человек сокращается до 17 человек. Подача хлебной массы механизируется посредством планчатого транспортёра-снопоподавателя, транспорт соломы — лебёдкой-соломотаской, транспорт половы — пневматическим транспортёром, подача зерна в веялку-сортировку на дополнительную очистку — шнеком и из веялки в бункер — ковшевым элеватором.

Мощности моторов для привода этих механизмов:
Снопоподавателя — 0,85 квт, 945 об/мин., типа АД-22/6
Лебёдки-соломотаски — 4,3 квт, 1 450 об/мин., типа АД-41/4
Пневматического транспортёра половы — 4,3 квт, 945 об/мин., типа АД-41,4
Шнека-сортировки — ковшевого элеватора — 0,7 квт, 1 500 об/мин., типа И2-11/4.

Продолжение

Наименование машины	Производительность (в т/час)	Мощность машины (в квт)	Число оборотов приводного шкива
Б. специальные молотилки			
Льномолотилки типа «Эдди» (обмолот)	1,0	3,5	900
Сложная льномолотилка ВНИИЛ-0 (очёс льна)	2,5	7,5	900
Клеверная тёрка	0,6	2,2	800—1 000
Молотилка для конопли системы инж. Титова	0,8	3,5	450—500
Клещевинообдирочная машина системы Ткаченко	5,0	3,5	300—500
В. Машина первичной обработки льна			
Мяльно-трепальный агрегат из льномялки «Ударница» и льнотрепалки системы Антонова	—	2,0	220
То же агрегат из льномялки «Ударница» и льнотрепалки системы Санталова	—	2,0	220
Г. Зерноочистительные машины			
Передвижная зерноочистительная машина «Союзнаркомзем» без пневматического транспортёра при очистке семенной пшеницы	6,0—8,0	6,0	600
То же — овса	3,0—4,0	6,0	600
То же при очистке товарной пшеницы	10,0	6,0	600
То же — овса	5,0	6,0	600
То же машина с пневматическим транспортёром	—	14,5	600
Зерноочистительная машина ВИМ-2 при очистке семенного зерна	2,0—3,0	3,5	450
То же при очистке товарного зерна	3,0—4,0	3,5	450
Зерноочистительная машина ВИСХОМ (при очистке товарного зерна)	2,0—4,0	2,2	600
Веялка-сортировка 5А (переделанная на электропривод)	2,0	0,25	520
Сортировка «Триумф» (переведённая на электропривод)	1,5	0,25	430
Веялка «Украинка»	1,5	0,2	570
Клеверная сортировка 001 (переоборудованная на электропривод)	1,4	0,25	570
Триер (переоборудованный на электропривод)	0,25—0,4	0,15	500
То же	0,25—0,4	0,15	500
Льняной триер	0,15	0,15	450
Льноочиститель № 5	0,30	0,15	500

Продолжение

Наименование машины	Производительность (в т/час)	Мощность машины (в квт)	Число оборотов приводного шкива
Советский монитор (очистка семян люцерны)	1,0	2,2	285
Клевероссортировка «Кускута»	0,12	0,15	225
Магнитная семяочистительная машина — мощность на электропривод	0,4	1,3	400
Мощность на намагничивание	—	3,3	—
Свекловичная тёрка	0,2	0,15	225
Зерносушилка ВИСХОМ	1,0	3,7	420—1 000
Д. Машины по борьбе с вредителями			
Комбинированная машина для сухого и мокрого протравливания зерна П-2	7,0—8,0	2,5	400
Машина для сухого протравливания зерна АВВ-2	14,0	2,5	240
Протравитель «Победа» для сухого протравливания зерна	1,8	0,15	50
Протравитель «Урожай» для сухого протравливания зерна	1,25	0,15	50
Протравитель «Экстра» для мокрого протравливания зерна	1,0	0,15	50
Протравитель «Идеал» для сухого протравливания зерна	0,6	0,15	50

БЫТОВЫЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

При развитии электрификации на базе сооружения гидроэлектростанций колхозные хозяйства предъявляют большой спрос на бытовые нагревательные приборы. Наибольшим распространением в быту пользуются следующие приборы.

1. *Электрические утюги.* а) Для домашнего обихода эти утюги выпускаются отечественными заводами весом в 1,5—3,0 кг, с потребляемой мощностью от 200 до 400 вт; б) для прачечных — от 3,5 до 5,5 кг, мощностью от 450 до 600 вт; в) для портняжных — от 6 до 10 кг, мощностью от 700 до 900 вт. Утюги новейших выпусков снабжены улучшенной теплоизоляцией; это даёт возможность работать ими продолжительное время на аккумулированном тепле.

Таблица 125

Машины по обработке сельскохозяйственных продуктов

Наименование машин	Процесс, обслуживаемый машиной	Производительность (в т/час)	Мощность машины (в квт)	Число оборотов приводного шкива (в об/мин.)	Удельный расход энергии (в квт.ч)
Жерновой постав 5/4 (880 мм)	Грубый помол зерна . . .	0,32	8,2	250	25,0
То же	Тонкий помол	0,23	8,2	250	35,0
Жерновой постав 6/4 (1 065 мм)	Грубый помол	0,43	11,3	240	25,0
	Тонкий помол	0,30	9,6	240	36,0
Жерновой постав 7/4 (1 211 мм)	Грубый помол	0,53	13,5	190	25,0
	Тонкий помол	0,42	13,5	190	36,0
Жерновой постав 8/4 (1 425 мм)	Грубый помол	0,65	7,0	180	23,0
	Тонкий помол	0,50	14,25	180	27,0
Фермер № 2	Грубый помол	1,2	9,0	600	9,0
» № 2	Тонкий помол	0,8	11,0	600	16,5
» № 2	Помол дроблёного жмыха	1,0	4,0	600	5,0
Фермер № 4	Грубый помол	2,0	12,8	500	8,1
» № 4	Тонкий помол	1,5	15,7	500	12,5

Таблица 126

Насосы для водоснабжения

Поршневые насосы

Тип насоса	Диаметр патрубка (в дюймах)	Производительность (в м³/час)	Максимальный напор в м	К. п. д.
Вертикальный калифорнийский двойного действия	1½″	3,36	80	0,50
То же	2″	7,2	80	0,51
»	2½″	12,0	80	0,52
»	3—4″	21,0	80	0,53
»	4—5″	42,0	80	0,54
Горизонтальные калифорнийские двойного действия с зубчатой передачей	1½″	3,6	60	0,52
То же	2″	6,48	30	0,54
»	2½″	12,0	45	0,56
»	3″	18,0	30	0,58
»	5″	36,0	25	0,60
Горизонтальные поршневые насосы завода «Борец», двойного действия	3—4″	28,8	80	0,60
То же	4—5″	39,6	80	0,60
»	4—5″	51,6	80	0,60
Штанговые артезианские насосы	2³/₄″	1,26	100	0,55
То же	2³/₄″	1,92	100	0,55
»	2³/₄″	2,52	100	0,55
»	2³/₄″	3,12	100	0,58
»	2³/₄″	4,08	100	0,58
»	2³/₄″	5,16	100	0,58

Таблица 127

Насосы для водоснабжения

Центробежные насосы

Тип насоса	Диаметр патрубка (в мм)	Производительность (в л/сек.)	Напор (в м)	Число об/мин	Потребная мощность (в л. с.)
Одноколёсный центробежный насос группы «Х» . . .	40	2,6	2,0	1 200	0,17
То же	40	1,5	4,0	1 500	0,30
»	40	3,5	6,0	2 000	0,65
»	40	3,6	10,0	2 400	0,95
»	40	4,1	15,0	3 000	1,90
»	40	3,9	18,0	3 250	1,80
»	50	3,0	3,0	1 200	0,30
»	50	5,0	4,0	1 500	0,60
»	50	5,5	8,0	2 000	1,30
»	50	6,4	12,0	2 400	2,00
»	50	8,8	18,0	3 000	4,00
»	50	8,5	22,0	3 250	4,50
Многоколёсный центробежный насос группы VIII . . .	40	1,7	7,5	960	0,5
То же	40	2,0	12,0	1 200	0,8
»	40	2,5	17,0	1 450	1,5
»	40	3,0	21,0	1 600	2,0
»	40	3,5	33,0	2 000	3,5
»	65	2,6	7,5	960	0,7
»	65	3,0	12,0	1 200	1,2
»	65	4,0	17,0	1 450	2,0
»	65	4,5	21,0	1 600	2,5
»	65	5,5	33,0	2 000	4,5

Таблица 128

Насосы для короткоструйной дождевальной установки КДУ

Тип насоса	Производительность (в м³/час)	Напор (в м)	Число обор. в мин.	Потребная мощность (в квт)
Одноколёсный центробежный насос марки ЗНК .	60	48	2 900	12,0
То же	72	45	2 900	16,0
»	72	54	2 900	16,0
» ЗНКв	90	60	2 950	28,0
» »	90	80	2 950	35,0
» »	108	86	2 950	48,0
» 2½ НКу	66	67	2 500	25,0
» 4 НКг	65	55	2 480	19,0

Таблица 129

Машины для животноводческих хозяйств

Наименование машины	Процессы, обслуживаемые машиной	Производительность (в т/час)	Число оборотов шкива машины	Мощность на валу машины (в квт)	Удельный расход энергии (в квч/т)
Картофелемялка	Мятьё запаренного картофеля	3,50	200	0,56	0,17
Корнеплодомойка ВИМЭ-1	Мойка корнеплодов . . .	3,0	200	0,35	0,30
Картофелемойка	Мойка картофеля	0,8	40	0,75	1,0
Корнерезка ВИМЭ-1	Резка корнеплодов . . .	3,0	150	1,1	0,6
Жмыходробилка ВИМЭ-1	Дробление жмыха . . .	0,75	250	1,1	1,5
Жмыходробилка ПЖ	То же	3,0	200	4,5	1,8
Кукурузодробилка	Дробление кукурузы . . .	0,17	40	0,75	5,1
Зернодробилка ЗД	Дробление зерна	0,6	400	5,0	15,0
То же	Плющение зерна	1,0	450	4,5	8,0
Универсальная молотковая кормодробилка МД-300-ВИМЭ-2	Дробление овса, диаметр отверстий решета 3 мм .	0,25	3 000	9,5	26,0
То же	То же, 6 мм .	0,60	3 000	7,6	12,8
»	То же, 10 мм .	0,75	3 000	4,0	5,2
»	Дробление подсолнечникового жмыха, диаметр отверстия решета 3 мм .	0,95	3 000	7,7	8,2
Универсальная молотковая кормодробилка МД-300-ВИМЭ-2	Дробление подсолнечникового жмыха, диаметр отверстия решета 6 мм .	1,10	3 000	5,5	5,2
То же	То же, 10 мм .	1,10	3 000	4,8	4,5

Продолжение

Наименование машины	Процессы, обслуживаемые машиной	Производительность (в т/час)	Число оборотов шкива машины	Мощность на валу машины (в квт)	Удельный расход энергии (в квч/т)
Универсальная кормодробилка МД-300-ВИМЭ-2	Дробление початков кукурузы, диаметр решета 3 мм	0,19	3 000	3,9	20,8
То же	То же, 6 мм .	0,275	3 000	5,7	20,6
»	То же, 10 мм .	0,40	3 000	4,9	12,5
»	Дробление зерна кукурузы, диаметр отверстия решета 3 мм .	0,30	3 000	4,5	15,0
»	То же, 6 мм .	0,70	3 000	5,2	7,4
»	Дробление сена, диаметр отверстия решета 6 мм .	0,16	3 000	5,3	34,0
»	То же, 10 мм .	0,195	3 000	3,5	19,0
Барабанная соломосилосорезка СШ-ВИМЭ-1	Резка соломы (длина резки 14—20 мм)	1,0	350	1,8	1,0
	Резка силоса (длина резки 14—20 мм)	2,5	350	1,20	1,0
То же	Фрезерование стеблей кукурузы (длина резки 14—20 мм)	1,0	350	2,2	2,3
Дисковая соломорезка марки IV (Голиаф)	Длина резки 2,5 мм . . .	0,5	200	2,0	4,0
	То же, 8 мм .	0,6	200	2,0	3,5
То же	То же, 20 мм .	1,0	200	3,5	3,6
»	Резка силоса .	2,5	200	1,8	0,85
Барабанная соломорезка марки С	Длина резки 8,5 мм . . .	0,3	180	1,3	4,3
	То же, 13,4 мм	0,40	180	1,4	3,0

Продолжение

Наименование машины	Процессы, обслуживаемые машиной	Производительность (в т/час)	Число оборотов шкива машины	Мощность на валу машины (в квт)	Удельный расход энергии (в квтч/т)
Барабанная соломорезка С	Длина резки 26,8 мм	0,80	180	1,5	2,0
Барабанная соломорезка марки Ч	То же, 10 мм	0,07	40	0,25	5,3
	То же, 14,2 мм	0,08	40	0,25	5,0
То же	То же, 20,0 мм	0,10	40	0,25	3,7
»	То же, 28,4 мм	0,16	40	0,25	3,5
Силосорезка-дробилка «Универсалка»	Резка силоса без пневматического транспортёра	10,0	800	10,0	1,2
	То же, с транспортёром .	10,0	800	18,4	2,0
	Резка соломы	3,5	1 000	19,0	5,43
	Дробление зерна	1,2	1 000	20,3	17,0
Силосорезка-дробилка «Универсалка»	Дробление жмыха . . .	0,96	1 000	11,0	12,0
	Дробление сена	0,35	1 000	18,7	53,5
Силосорезка-дробилка	Резка силоса .	6,0	1 000	13,0	2,0
	» соломы	1,5	1 500	15,0	10,0
	Дробление зерна	0,85	1 500	19,0	23,0

2. *Чайники* ёмкостью в 1,25 л, мощностью в 660 вт. Продолжительность нагрева воды до кипения в таком чайнике 15 минут.

3. *Электрические кастрюли* ёмкостью в 2 л, 3-контактные, с переключаемой мощностью 720/360/180 вт. Чайники и кастрюли выпускаются цехами ширпотреба многих крупных заводов и заводами местной промышленности.

4. *Электрические плитки* различной конструкции, на разные диаметры и разные мощности. Наиболее распространены у нас в быту плитки с открытым спиральным сопротивлением и плитки с элементом, защищённым чугунной пластиной. Мощность, потребляемая такой плиткой, 500 вт.

Продолжение

Наименование машины	Процессы, обслуживаемые машиной	Производительность (в т/час)	Число оборотов шкива машины	Мощность на валу машины (в квт)	Удельный расход энергии (в квтч/т)
«Универсалка «Т»	Дробление жмыха . . .	3,0	1 500	11,5	3,8
	Дробление сена	0,35	1 500	13,0	37,8
Смеситель концентрированных кормов	Смешивание мучных кормов	3,0	—	1,0	0,35
Нория для перемешивания сильных кормов	Подъём кормов на высоту 8 м	2,0	10	0,25	0,13
Транспортёр для корнеплодов	Подъём корнеплодов на высоту 8 м .	2,0	50	0,55	0,3
Трёхтактная доильная машина ВИМЭ	Доение коров	100 гол.	390	2,5	—
Агрегат для откачки навозной жижи .	Откачка насосом, диаметр 50 мм . . .	кб.м 11,8	1 450	1,5	—
	То же, 76 мм .	25,6	1 450	2,0	—
Машина для стрижки овец	Стрижка овец	50 голов за смену	1 415	0,14	0,006 на голову
Электрический кормозапарочный агрегат, ёмкость для корнеплодов 200 кг; ёмкость для грубых кормов 400 л	Запарка картофеля	0,1	—	12,0	120,0
	Запарка грубых кормов	0,8	—	12,0	150,0
	Кипячение воды	0,1	—	12,0	200,0
Электрический аккумулятор горячей воды, ёмкостью 200 л	Подогрев и сохранение тепла воды при 3 элементах	0,035	—	3,6	120,0
	при 6 »	0,07	—	7,2	112,0
	при 9 »	0,10	—	10,8	108,2
Электродный водоподогреватель ёмкостью 120 л	Подогрев воды до 100° . . .	0,06	—	7,5	124,0
Сепаратор молока «Звезда I»	Отделение сливок	0,06	450	0,2	4,0
Сепаратор молока «Звезда II»	То же	0,1	450	0,25	3,3
То же «Звезда V»	»	0,3	450	0,25	1,0
То же «Звезда VIII»	»	0,6	450	0,25	0,5
Маслоизготовитель	Сбивание и отжим масла .	0,3	45	0,1	6,0

При проектировании ГЭС следует принимать для первых 1—2 лет эксплоатации 1 прибор на 3—4 двора, т. е. в среднем по 150 вт на двор. В вечернем осветительном максимуме эти нагрузки обычно участвуют с коэфициентом одновременности 0,25. Годовое число часов использования присоединённой мощности по бытовым приборам следует принимать в пределах от 300 до 500.

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТИПЫ АРМАТУР ПРИ ОБОРУДОВАНИИ ПОМЕЩЕНИЙ

При оборудовании освещения колхозных домов, общежитий и прочих жилых помещений применяются простые шнуровые подвесы или подвесы с изолированным проводом. При шнуровом подвесе крепление к потолку производится через потолочную розетку; при подвесе проводом — на потолочном крюке.

Рис. 226. «Люцетта» цельного молочного стекла.

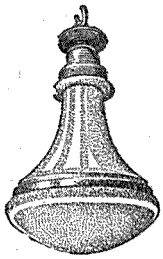


Рис. 227. «Люцетта» сборная.

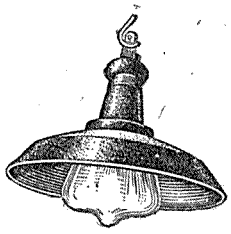


Рис. 228. «Универсаль» с затенителем.

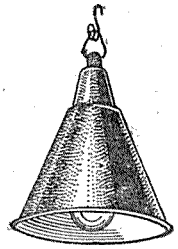


Рис. 229. «Альфа» для местного освещения.

Для освещения конторских, торговых, складских и тому подобных помещений рекомендуется наиболее экономичный светильник «Люцетта» цельного молочного стекла (рис. 226).

В тех случаях, когда требуется полное отсутствие теней и блёсткости, в частности, для школ, лечебных заведений и т. д., применяется менее экономная арматура — «Люцетта» сборная, преимущественно отражённого света. Нижнее стекло у неё должно быть молочное, а верхнее — матовое (рис. 227).

Для освещения мастерских, фабрично-заводских цехов устанавливается арматура «Универсаль» (рис. 228).

Арматура «Альфа» эмалированная (рис. 229) подвешивается для местного освещения станков и т. п.

Для освещения взрывоопасных помещений применяется арматура «Кососвет» (рис. 230). Эта арматура устанавливается за окнами, на кронштейнах или в специальных нишах, вне взрывоопасных помещений.

Широкое распространение в сельском хозяйстве получила фарфоровая полугерметическая арматура для подвешивания (рис. 231). Эти типы арматуры применяются во всех сырых помещениях, в том числе и в помещениях для скота.

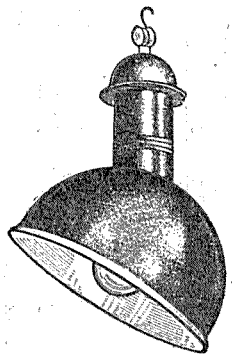


Рис. 230. «Кососвет».

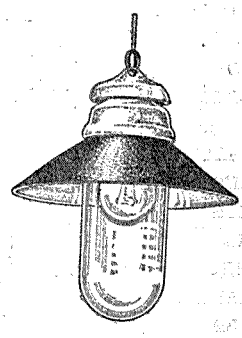


Рис. 231. Фарфоровая арматура для подвешивания до 60 ватт.

ГЛАВА XXII

ГРАФИКИ НАГРУЗОК И ЭКСПЛОАТАЦИОННЫЕ СМЕТЫ СЕЛЬСКИХ ГЭС

★

ГРАФИКИ НАГРУЗОК

После детальной проработки всех вопросов, связанных с подсчётами силовых, осветительных и прочих нагрузок, составляются графики нагрузки электростанции, обычно для летних суток (июнь) и зимних суток (декабрь). К суточным графикам составляются предварительно почасовые таблицы. Почасовое распределение моторной нагрузки производится в соответствии с режимом работы потребителей, т. е. с числом смен, временем обеденных перерывов и т. д. Распределение осветительных нагрузок по часам летних и зимних суток производится в зависимости от географического положения местности (широты) и характера самих потребителей. Для средних условий могут быть рекомендованы относительные величины осветительных нагрузок по часам суток в процентах от зимнего максимума. Зимний максимум жилых домов имеет место от 17 до 19 часов в декабре, а летний максимум от 20 до 21 часа в июне, причём величина летнего максимума по внутреннему освещению жилых домов составляет 65% от зимнего максимума. По освещению общественных, культурно-просветительных, административных и торговых помещений зимний максимум имеет место обычно в 16 часов, а летний максимум в 20 часов, причём летний максимум по этой группе составляет 45% от зимнего. Наружное освещение зимой обычно включается в 17 часов и выключается в 8 часов утра, а летом включается в 21 час, а выключается в 3 часа утра. Величина рекомендуемых нагрузок по часам суток зимы и лета в процентах от зимнего максимума приведена в таблице 130.

Таблица 130

Часовые нагрузки по освещению для зимних и летних суток в процентах от зимнего максимума

Часы суток	Зима			Лето		
	внутреннее освещение квартир	внутреннее освещение общественных, культурно-бытовых и прочих помещений	наружное освещение	внутреннее освещение квартир	внутреннее освещение общественных, культурно-бытовых и прочих помещений	наружное освещение
0—1	2	3	100	2	3	100
1—2	—	3	100	—	3	100
2—3	2	3	100	5	3	100
3—4	5	3	100	5	3	—
4—5	10	3	100	5	2	—
5—6	15	3	100	3	1	—
6—7	35	3	100	—	1	—
7—8	30	20	100	—	1	—
8—9	10	5	—	—	1	—
9—10	—	3	—	—	1	—
10—11	—	3	—	—	1	—
11—12	—	3	—	—	1	—
12—13	10	10	—	—	1	—
13—14	30	40	—	—	1	—
14—15	70	80	—	—	1	—
15—16	80	100	—	—	1	—
16—17	95	90	—	2	5	—
17—18	100	70	100	10	5	—
18—19	100	50	100	20	10	—
19—20	85	40	100	50	30	—
20—21	65	40	100	65	45	—
21—22	25	20	100	35	20	100
22—23	15	15	100	20	15	100
23—24	5	5	100	10	5	100

НАЗНАЧЕНИЕ ГРАФИКОВ

При наличии построенных суточных и годовых графиков проектировщики и эксплоатационники могут разрешить следующие важные задачи.

1. Площадь каждого графика даёт в некотором масштабе выработку или потребление электроэнергии за данный промежуток времени; таким образом, легко определить по суточному графику выработку или потребление за сутки, а по годовому — за год.

2. Определяется расход воды на гидроэлектростанциях и топлива на тепловых по выработке энергии и к. п. д. агрегатов, соответствующих данной нагрузке.

Наличие графиков даёт возможность пользоваться не средним значением к. п. д. агрегатов, а уточнёнными к. п. д., которые выбираются в зависимости от величины и продолжительности действия нагрузок.

3. Благодаря наличию графиков устанавливается режим работы отдельных агрегатов на станциях, а также отдельных станций в системах.

4. По графикам выбирается мощность отдельных агрегатов и число их.

5. Наличие графиков даёт возможность заняться их регулированием, т. е. выравниванием нагрузок по времени и снижением временных максимумов. Эти мероприятия повышают использование установленной мощности станций, обеспечивают снижение стоимости электроэнергии и повышение эффективности затраченных на сооружение средств.

6. По графикам планируется текущий и капитальный ремонт агрегатов и выясняются вопросы необходимого резервирования мощности станций.

СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ

Рассмотрим нагрузки сельской гидроэлектростанции, оборудованной двумя гидроэлектрическими агрегатами, мощностью по 60 квт каждый. Генераторы работают параллельно, на общие шины станции, при напряжении 400/230 в. Нейтраль генераторов заземлена; вся энергия распределяется при высоком напряжении (через два повышающих трансформатора по 75 ква), за исключением небольшого расхода на собственные нужды и питания ближайших потребителей. Общая присоединённая мощность потребителей — силовые нагрузки 150 квт, осветительные — 130 квт, бытовые нагревательные приборы 60 квт. На основании детально произведённых расчётов с учётом режима работы приёмников, их коэфициентов одновременности и загрузки определились следующие величины максимальных нагрузок по отдельным группам потребителей: силовые нагрузки — 50 квт, осветительные — 70 квт, бытовые приборы — 25 квт.

Потребители работают при напряжении 380/220 в, причём энергия к ним подводится по низковольтным сетям, питающимся от понижающих трансформаторных подстанций. Количество таких подстанций в обслуживаемом районе 12 на общую мощность 200 ква.

Для большинства объектов достаточно составить только два графика: зимний и летний. Однако для ГЭС с несколькими агрегатами, работающими параллельно, чрезвычайно важно также и составление годового графика по продолжительности, а для этого необходимо иметь в распоряжении суточные графики по всем четырём сезонам года.

Вертикальное расположение граф в таблицах суточных нагрузок гораздо удобнее, чем обычно применяемое на практике горизонтальное расположение граф, и поэтому оно рекомендуется к применению во всех случаях проектирования и эксплоатации.

Необходимо обратить серьёзное внимание на методологию подсчёта расхода мощности на покрытие собственных нужд станции и потерь во всех элементах передачи и распределения электроэнергии. Обычно в практике проектных организаций по сельской электрификации применяется метод определения потерь и расхода на собственные нужды пропорционально значению каждой почасовой величины нагрузки, причём величина процента потерь принимается одинаковой для всех часов суток. Например, проектировщик принял относительную величину потерь и расхода на собственные нужды в 10% от значений почасовых нагрузок. Положим, что в часы вечернего максимума нагрузка без потерь составляет 100 квт, а в ночные часы только 5 квт.

Отсюда получилось бы, что потери (с расходом на собственные нужды) составили бы вечером 10 квт, а в ночные часы всего только 0,5 квт. Очевидно, что, при наличии оставленных на ночь под напряжением повышающей подстанции и около десятка понижающих подстанций при почти неизменных расходах на собственные нужды, полагать, что возможно свести расход активной мощности на потери и собственные нужды к величине в 0,5 квт, было бы явной ошибкой. Метод равного для всех почасовых нагрузок процента потерь является приемлемым

только для таких электростанций, которые работают без повышения напряжения и распределяют всю электроэнергию только при генераторном напряжении. Для всего остального подавляющего большинства случаев этот метод является неправильным и не должен применяться.

Как же поступить с определением величины расхода мощности на покрытие потерь и собственные нужды для тех ГЭС, которые работают с повышающими подстанциями. Для этого рекомендуется следующий проверенный на практике метод.

Определяется по зимнему суточному графику средняя нагрузка за период времени от 6 до 24 часов, то-есть суммируются все почасовые нагрузки за этот период и сумма делится на 18. Принимается величина процента на потери и собственные нужды от этой средней величины. Для обычных условий сельского гидроэлектростроительства эта величина может быть принята в 12%. По принятой величине процента и определённой выше средней нагрузке подсчитывается величина мощности в киловаттах, идущей на покрытие потерь и расходов на собственные нужды, и принимается, что эта величина будет иметь место в течение полных суток. Точно таким же образом подсчитываются потери и расход на собственные нужды и для летних суток.

Для осенних и весенних суток самостоятельных подсчётов потерь не производится, а применяются соответственно величины, полученные для зимних и летних суток.

При заполнении таблиц 131, 132, 133 и 134 применён указанный выше метод. Так, например, для зимних суток сумма нагрузок от 6 до 24 часов составляет 11 050, или в среднем за 18 часов 64 квт. 12% от этой величины даёт около 8 квт. Эта величина отнесена ко всем часам зимних и осенних суток в качестве мощности, расходуемой на покрытие потерь и собственных нужд ГЭС. Аналогично этому для летних (и весенних) суток определена величина в 5 квт.

На основе составленных почасовых таблиц вычерчиваются суточные графики нагрузок.

Таблица 131

Суточные нагрузки ГЭС для зимних суток
(91 день в году)

Часы суток	Нагрузка (в киловаттах)					
	Силовые	Осветительная	Бытовые приборы	Итого	Потери и собственные нужды	Всего
0—1	—	10	—	10	8	18
1—2	—	10	—	10	8	18
2—3	—	10	—	10	8	18
3—4	—	10	—	10	8	18
4—5	—	10	5	15	8	23
5—6	5	20	10	35	8	43
6—7	5	30	15	50	8	58
7—8	10	30	25	65	8	73
8—9	20	20	25	65	8	73
9—10	40	10	10	60	8	68
10—11	40	5	10	55	8	63
11—12	40	5	10	55	8	63
12—13	40	5	10	55	8	63
13—14	40	5	10	55	8	63
14—15	40	5	10	55	8	63
15—16	40	5	20	65	8	73
16—17	30	60	20	110	8	118
17—18	20	70	10	100	8	108
18—19	10	70	10	90	8	98
19—20	10	70	5	85	8	93
20—21	5	60	5	70	8	78
21—22	5	40	5	50	8	58
22—23	5	30	—	35	8	43
23—24	5	25	—	30	8	38

ГОДОВЫЕ ГРАФИКИ

Для составления годового графика по продолжительности рекомендуется следующий приближённый метод, который даёт достаточную для практики малого гидроэлектростроительства точность.

Располагая четырьмя сезонными графиками суточных нагрузок, составляют вспомогательную таблицу к годовому графику (табл. 135). В первой вертикальной графе приведены суммарные почасовые мощности в киловаттах, начиная с максимума — максиморума 118 квт, который имеет место зимой от 16 до 17 часов, и затем через определённые принятые промежутки; для нашего случая оказалось удобным принять целые десятки киловатт — от 110 до 1. Следующие четыре вертикальные графы заполняются числами часов в сутки, в течение которых имеет место данная нагрузка и выше её для четырёх сезонов: весны, лета, осени и зимы. В последнюю вертикальную графу заносится результативное число часов в году, в течение которых имеет место данная нагрузка. Переходим к разъяснению методов заполнения граф таблицы годового графика по продолжительности.

Нагрузка в 118 квт имеет место только зимой в течение одного часа в сутки, а так как таких суток за зиму примерно 91, то всего за год таких часов окажется 91, что и занесено в последнюю графу против значения 118 квт.

Нагрузка в 110 и выше квт — осенью 1 час (19—20 часов 113 квт) и зимой 1 час (те же 118 квт 16—17 часов), всего за год 182 часа.

Таким же образом подсчитываются и записываются в таблице числа часов работы в году,

Таблица 132

Суточные нагрузки ГЭС для весенних суток
(91 день в году)

Часы суток	Нагрузка (в киловаттах)					
	Силовая	Осветительная	Бытовые приборы	Итого	Потери и собственные нужды	Всего
0—1	—	5	—	5	5	10
1—2	—	2	—	2	5	7
2—3	—	3	3	6	5	11
3—4	5	10	10	25	5	30
4—5	5	20	15	40	5	45
5—6	5	15	25	45	5	50
6—7	20	10	25	55	5	60
7—8	20	5	5	30	5	35
8—9	40	2	5	47	5	52
9—10	40	2	5	47	5	52
10—11	40	2	5	47	5	52
11—12	40	2	5	47	5	52
12—13	40	2	5	47	5	52
13—14	40	2	10	52	5	57
14—15	40	2	10	52	5	57
15—16	40	5	10	55	5	60
16—17	40	8	15	63	5	68
17—18	40	10	15	65	5	70
18—19	30	15	20	65	5	70
19—20	22	35	15	72	5	77
20—21	10	40	10	60	5	65
21—22	5	30	5	40	5	45
22—23	5	15	5	25	5	30
23—24	5	15	5	25	5	30

Таблица 133

Суточные нагрузки ГЭС для летних суток
(91 день в году)

Часы суток	Нагрузка (в киловаттах)					
	Силовая	Осветительная	Бытовые приборы	Итого	Потери и собственные нужды	Всего
0—1	—	5	—	5	5	10
1—2	—	2	—	2	5	7
2—3	5	3	3	11	5	16
3—4	5	5	5	15	5	20
4—5	10	20	10	40	5	45
5—6	10	15	15	40	5	45
6—7	20	10	25	55	5	60
7—8	20	5	25	50	5	55
8—9	40	2	5	47	5	52
9—10	40	2	5	47	5	52
10—11	40	2	5	47	5	52
11—12	40	2	5	47	5	52
12—13	40	2	5	47	5	52
13—14	40	2	10	52	5	57
14—15	40	2	10	52	5	57
15—16	40	2	10	52	5	57
16—17	40	3	15	58	5	63
17—18	40	10	15	65	5	70
18—19	40	15	20	75	5	80
19—20	30	35	15	80	5	85
20—21	20	40	10	70	5	75
21—22	10	25	5	40	5	45
22—23	5	15	5	25	5	30
23—24	5	15	5	20	5	25

Продолжение

Таблица 134

Суточные нагрузки ГЭС для осенних суток
(91 день в году)

Часы суток	Нагрузка (в киловаттах)					
	Силовая	Осветительная	Бытовые приборы	Итого	Потери и собственные нужды	Всего
0—1	20	10	—	30	8	38
1—2	20	10	—	30	8	38
2—3	20	10	3	33	8	41
3—4	20	10	5	35	8	43
4—5	20	10	10	40	8	48
5—6	30	15	15	60	8	68
6—7	40	20	25	85	8	93
7—8	50	15	25	90	8	98
8—9	60	5	5	70	8	78
9—10	60	3	5	68	8	76
10—11	60	2	5	67	8	75
11—12	60	2	5	67	8	75
12—13	60	2	5	67	8	75
13—14	60	3	10	73	8	81
14—15	60	3	10	73	8	81
15—16	60	5	10	75	8	83
16—17	60	10	15	85	8	93
17—18	50	15	15	80	8	88
18—19	40	40	20	100	8	108
19—20	30	60	15	105	8	113
20—21	20	40	10	70	8	78
21—22	20	20	5	45	8	53
22—23	20	20	5	45	8	53
23—24	20	20	5	45	8	53

соответствующие любой нагрузке. Проверкой безошибочности подсчётов является то обстоятельство, что против последней минимальной нагрузки менее 1 квт должно оказаться в сутки по 24 часа для каждого сезона. При подсчёте последней цифры округляем число часов в году до 8 760 часов, т. е. прибавляем ко всем предыдущим подсчётам одни сутки, так как 4 сезона года по 91 дню дают не 365, а только 364 дня.

В соответствии с данными, которые приведены в таблице 135, построен годовой график (рис. 232). По этому графику мы можем с достаточной

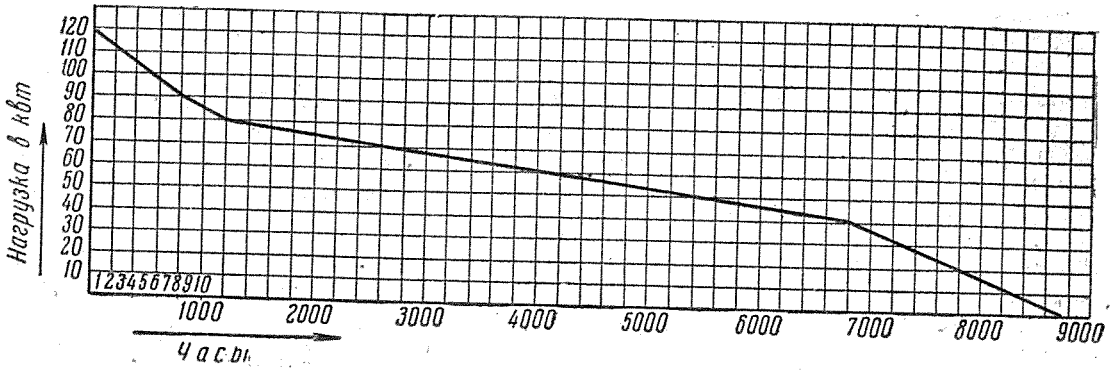


Рис. 232. Годовой график нагрузок по продолжительности.

для практических целей точностью определить продолжительность работы станции за год при интересующих нас пределах нагрузок. Например, при нагрузках от 20 до 40 квт станция работает в течение числа часов за год, соответствующего отрезку оси абсцисс (в принятом масштабе) между основаниями перпендикуляров, опущенных на ось абсцисс из точек кривой годового графика, соответствующих мощностям в 40 и 20 квт. В нашем случае мы будем иметь продолжительность работы при указанной нагрузке в течение 1 000 часов за год.

Годовой график максимумов нагрузок, приведённый в качестве примера на рисунке 233, служит, главным образом, для того, чтобы определить, на какой срок и в какой период года мы можем вывести на плановый ремонт тот или иной агрегат станции, или, в случае параллельной работы нескольких ГЭС в энергосистеме, определить, когда и на какой срок следует назначить плановый ремонт ГЭС в целом.

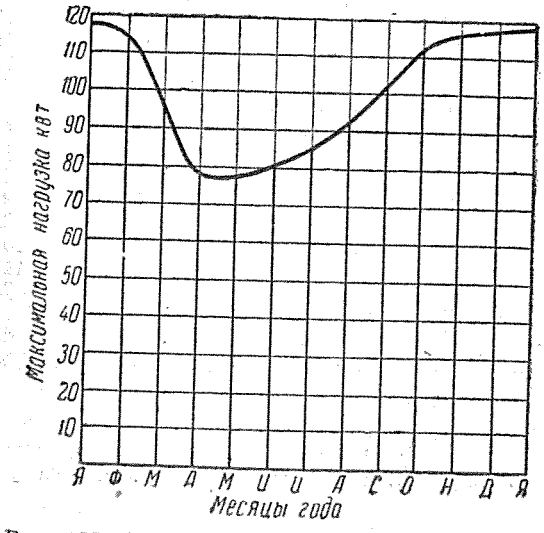


Рис. 233. Годовой график максимумов нагрузок.

Таблица 135

Примерная вспомогательная таблица к годовому графику

Почасовые максимумы квт	Весна	Лето	Осень	Зима	Число часов за год
118	—	—	—	—	91
110	—	—	1	1	182
105	—	—	2	2	364
100	—	—	2	2	364
90	—	—	5	4	819
80	—	2	9	4	1 183
70	3	4	15	8	2 730
60	7	6	16	14	3 913
50	15	15	19	16	5 915
40	17	18	22	18	6 825
30	21	19	24	19	7 553
20	21	21	24	20	7 826
10	23	23	24	24	8 554
1	24	24	24	24	8 760

ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ И ХАРАКТЕРНЫЕ КОЭФИЦИЕНТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Каждая сельская электрическая установка характеризуется в своей работе определёнными и общепринятыми показателями, или коэфициентами. Эти показатели определяются по проектным или эксплоатационным графикам и другим данным электроустановки. В практике сельской электрификации характерные показатели и коэфициенты выводятся только для электростанций, причём весьма полезно определение для каждого объекта следующих показателей:

1. Установленная мощность $P_{уст}$ — суммарная мощность по заводским данным всех установленных на ГЭС агрегатов, отнесённая к зажимам генераторов в киловаттах. Если мощность генератора значительно превосходит мощность первичного двигателя, $P_{уст}$ определяется по мощности первичного двигателя (гидротурбины) с учётом к. п. д. передачи и к. п. д. самого генератора.

2. Годовое количество полезно произведённой энергии $A_{пп}$.

3. Годовая выработка электроэнергии, включая потери электроэнергии и расходы на собственные нужды:

$$A_в = \frac{A_{пп} \cdot 100}{100 - p_{сн}} \text{ квтч}, \qquad (125)$$

где: $p_{сн}$ — процент расхода энергии на собственные нужды и потери.

4. Среднегодовая нагрузка $P_{ср}$ квт получается, если годовую выработку $A_в$ разделить на число часов в году, т. е. на 8760.

Иногда полезно определить среднесуточную нагрузку. В этом случае выработку ГЭС за данные сутки делят на 24.

5. Коэфициент заполнения графика или коэфициент нагрузки.

Этот коэфициент представляет отношение средней нагрузки к максимальной за какой-либо промежуток времени, например, за сутки или за год:

$$\alpha = \frac{P_{ср}}{P_{макс}}. \qquad (126)$$

6. Коэфициент использования установленной мощности есть отношение выработанной всеми агрегатами электроэнергии за год в квтч к тому количеству квтч, которое могло бы быть произведено, если бы все агрегаты ГЭС работали круглый год безостановочно своей полной мощностью:

$$n = \frac{A_в}{P_{уст} \cdot 8760}. \qquad (127)$$

7. Число часов использования установленной мощности электростанции за год есть произведение коэфициента использования на 8 760:

$$T_{уст} = n \cdot 8760. \qquad (128)$$

8. Коэфициент эксплоатации основных агрегатов, или коэфициент рабочего времени, есть отношение суммы действительных машино-часов, т. е. числа часов, в течение которых агрегаты находятся в действии в течение года, к максимально возможному за год числу машино-часов (при агрегатах равной мощности):

$$f = \frac{\Sigma M}{m \cdot 8760}, \qquad (129)$$

где ΣM — сумма действительных машино-часов;
m — число агрегатов на электростанции.

9. Число часов использования максимума нагрузки есть отношение годовой выработки к максимальной нагрузке станции за год, а именно:

$$T_{макс} = \frac{A_в}{P_{макс}}. \qquad (130)$$

Подставляя в эту формулу вместо A — $P_{ср}$ 8 760, имеем:

$$T_{макс} = \frac{P_{ср} \cdot 8760}{P_{макс}} = \alpha \cdot 8760, \quad \text{т. е.}$$

число часов использования максимума нагрузки равно произведению коэфициента нагрузки (или коэфициента заполнения графика) на число часов в году (8 760).

Для составления самой эксплоатационной сметы нужно иметь подсчитанными основные показатели стоимости сооружения.

Определение годовой выработки. Следует различать понятия об энергии, полезно произведённой на шинах станции, и энергии, выработанной на клеммах генераторов. Полезно произведённая энергия учитывается счётчиками, установленными на всех фидерах, отходящих от шин станции или подстанции к потребителям. Выработанная же на клеммах генераторов электроэнергия есть сумма полезно произведённой энергии и энергии, расходуемой на собственные нужды и потери электростанции.

На действующих электростанциях общее количество полезно произведённой электро-

энергии регистрируется счётчиками. Для проектируемой или же расширяемой установки полезно произведённая энергия определяется путём деления суммарного годового потребления (по проекту) на приведённый к. п. д. передачи и распределения энергии.

Приведённый коэфициент полезного действия передачи и распределения энергии определяется по формуле:

$$\eta = \frac{100 - \Sigma p\%}{100}, \qquad (131)$$

где $\Sigma p\%$ — потери в процентах от полезно произведённой на шинах станции энергии во всех элементах передачи и распределения.

Эти потери $\Sigma p\%$ подсчитывают в каждом отдельном случае приближённо, исходя из условий работы. В основу этих приближённых подсчётов кладутся расчётные потери напряжения в сетях, величины потерь в железе и меди трансформаторов, коэфициент использования и пр.

Для средних условий сельскохозяйственной электрификации величина потерь колеблется в пределах от 5 до 8% в тех случаях, когда энергия от гидростанции передаётся только низким напряжением, и от 8 до 19% при передаче высоким и низким напряжением.

После определения полезно произведённой энергии подсчитывается общее количество выработанной агрегатами электростанции энергии с учётом расхода на собственные нужды (освещение станции, вспомогательные моторы, зарядные агрегаты и т. д.). Расход энергии на собственные нужды и потери колеблется для станции малой и средней мощности, в зависимости от коэфициента использования, в пределах от 6 до 2%.

С точки зрения составления эксплоатационной сметы, различие между годовой выработкой электростанции ($A_в$) и годовым отпуском электроэнергии ($A_{пп}$) заключается в том, что некоторые расходы, например, смазочных материалов, следует рассчитывать по выработке, а определение отпускной стоимости киловатт-часа производится путём деления суммы годовых расходов на годовой отпуск электроэнергии.

Для пояснения приведём пример подсчёта выработки и полезного отпуска ГЭС с двумя агрегатами по 100 л. с. каждый.

На станции установлены 2 турбины по 100 л. с., соединённые ремённой передачей с генераторами трёхфазного тока, выбранными в соответствии с оптимальной мощностью турбин. По проекту количество полезно использованной всеми присоединёнными к станции потребителями электроэнергии составляет 250 тыс. квтч. Передача энергии производится путём повышения напряжения. Потери энергии во внутренних сетях и вводах составляют 2%, в линиях низкого напряжения — 4%, в трансформаторах — 5%, в линиях высокого напряжения — 7%. Всего потерь 18%.

Коэфициент полезного действия передачи составляет:

$$1 - \frac{18}{100} = 0{,}82.$$

Количество полезно произведённой на шинах станции энергии составляет:

$$\frac{250\,000}{0{,}82} = 305\,000 \text{ квтч.}$$

Потери и расходы на собственные нужды станции примем в размере 4%. Выработанная агрегатами станции энергия составит:

$$\frac{305\,000}{1 - 0{,}04} = 318\,000 \text{ квтч.}$$

Мощность на зажимах генератора при коэфициенте полезного действия ремённой передачи в 97% и коэфициенте полезного действия генератора в 90% составит:

$$100 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}736 = 64 \text{ квт.}$$

Коэфициент использования:

$$n = \frac{318\,000}{2 \cdot 64 \cdot 8\,760} = 0{,}284.$$

Число часов использования установленной мощности составляет $0{,}284 \cdot 8\,760 = 2.490$ час. в год. Предположим, что по суточным графикам нагрузок, составленным по временам года, определён точный режим работы агрегатов. Например:

весной	1	агрегат	24	часа,	другой	10	часов
летом	1	»	24	»	»	0	»
осенью	1	»	24	»	»	20	»
зимой	1	»	24	»	»	12	»

По этим данным, общее число машино-часов составит за год:

$$24 \cdot 365 + 10 \cdot 90 + 20 \cdot 90 + 12 \cdot 90 = 12\,540$$

машино-часов.

Максимально возможное число машино-часов при двух агрегатах составляет 2·8 760. Отсюда коэфициент эксплоатации:

$$f = \frac{12540}{2 \cdot 8\,760} = 0{,}715.$$

СМАЗКА И ОБТИРКА

За основу вычисления расходов на смазку принимают часовой расход смазочного материала для данной машины независимо от нагрузки. Этот часовой расход умножается на число машино-часов в год, и таким образом определяется годовая потребность в смазочном материале. Если отсутствуют точные заводские данные, то рекомендуется пользоваться графиком (рис. 234) часового расхода смазочных масел в зависимости от номинальной мощности агрегата. Приведённые в графике данные учитывают расход на смазку трущихся частей турбины и генератора.

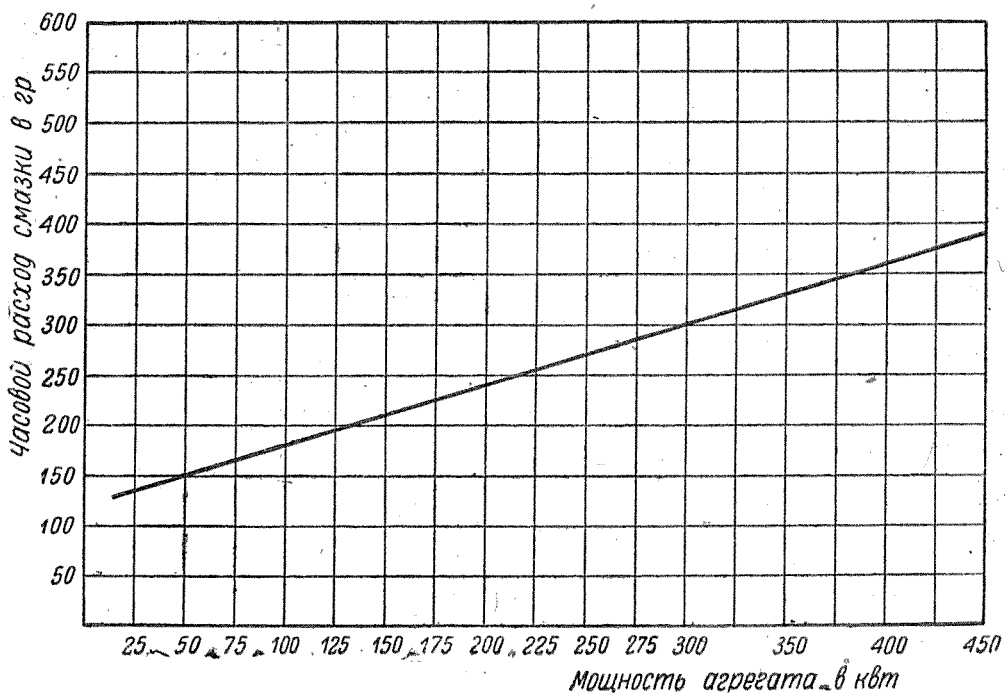


Рис. 234. График часового расхода смазочных масел в зависимости от мощности гидроагрегата.

Расходы на обтирочные материалы принимаются обычно на основе практических данных в размерах 50% от расходов на смазочные материалы.

Расход на обслуживающий персонал станции является наиболее существенным расходом по эксплоатации электростанции. Штаты, число смен и ставки определяют в каждом отдельном случае, исходя из местных условий, режима и характера работы установки.

При расчёте персонала, потребного для обслуживания линий высокого и низкого напряжения и потребительских подстанций, следует исходить из нормы: 1 электромонтёр на 2 высоковольтных фидера, если каждый фидер не превышает по длине 10 км; при более длинных фидерах — 1 монтёр на 1 фидер; кроме того, на каждый колхоз или иной объект прикрепляется один монтёр, который обслуживает низковольтные линии и потребительские подстанции.

На основе штатных расписаний электростанции определяется фонд заработной платы всего производственного и административно-технического персонала. Дополнительная заработная плата и начисления составляют около 30%.

Амортизация. Для сельскохозяйственных энергетических установок действуют нормы амортизации, установленные ВСНХ СССР в 1930 году. Эти нормы включают в себя также и расходы на необходимый капитальный ремонт и относятся к полной первоначальной стоимости основных средств, включая стоимость монтажа и доставки. Нормы приведены в таблице 136.

Таблица 136

Амортизация основных средств энергетических установок (в %)

Характеристика зданий и сооружений	При числе часов использования среднегодовой мощности	
	до 3 000	от 3 000 до 6 000
I. Здания производственные нормального типа:		
а) каменные, бетонные и железобетонные	2,25	2,6
б) смешанные	3,4	3,9
в) деревянные	4,5	5,2
II. Здания производственные облегчённого типа:		
а) каменные, бетонные и железобетонные	2,75	3,2
б) смешанные	4,0	4,7
в) деревянные	5,4	6,3
	Независимо от числа часов использования	
I. Здания непроизводственные нормального типа:		
а) каменные, бетонные и железобетонные		2,0
б) смешанные		3,0
в) деревянные		4,0
II. Здания непроизводственные облегчённого типа:		
а) каменные, бетонные, железобетонные		2,5
б) смешанные		3,5
в) деревянные		4,75
III. Сооружения:		
А. Каменные, бетонные, железобетонные и земляные:		
а) плотина, каналы, запруды, дамбы и подводные сооружения, тоннели, колодцы, подпорные стенки, резервуары и тому подобные сооружения		2,0
б) подземные трубопроводы, водостоки, мосты, резервуары и тому подобные сооружения		3,5
в) фабричные дымовые трубы, мостовые, дороги, заборы, тротуары и тому подобные сооружения		4,0
Б. Деревянные: плотины, колодцы, сваи, резервуары, мосты, платформы и тому подобные сооружения		9,0
В. Линии передачи и распределительная сеть:		
а) кабели (подземные) для напряжения до 11 000 в		3,3
б) воздушная сеть:		
1) на смешанных опорах		6,7
2) на деревянных опорах		8,3

Продолжение

Характеристика зданий и сооружений	Годовое число часов использования				
	1 000—2 000	2 000—3 000	3 000—4 000	4 000—5 000	5 000—6 000
	% амортизационных отчислений				
в) трансформаторные киоски и трансформаторные подстанции	6,0				
I. Оборудование электростанций и подстанций, включая распределительное устройство и внутреннюю электропроводку, трубопроводы и пр. в пределах зданий, а также оборудование подсобных мастерских:					
при торфяном топливе	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
» угольном »	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
» нефтяном »	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0
» дизельных установках	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
» гидравлических установках	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
II. Транспорт:					
а) железнодорожный подвижной состав	5,4	5,8	6,2	6,5	6,8
б) автотранспорт	двадцать процентов				
III. Инструменты	пятнадцать процентов				
IV. Хозяйственный инвентарь	тринадцать процентов				

Текущий ремонт. В практике сельскохозяйственной электрификации приняты следующие нормы на текущий ремонт в процентах от полной стоимости оборудования и сооружений:

каменные здания и сооружения . . 1,5%
деревянные здания и сооружения . 2,5%
оборудование станции и подстанций 3,5—5%
в зависимости от числа часов использования
сети высокого и низкого напряжения . . . 3%

Хозяйственные, канцелярские и прочие расходы составляют от 5 до 7% суммы всех основных эксплоатационных расходов.

Для сельских электростанций установлен налог с оборота в среднем в размере до 2%. Плановые накопления принимаются до 3% суммы всех расходов. Себестоимость энергии на шинах электростанции есть отношение суммы всех годовых расходов по ГЭС к количеству полезно произведённых на шинах станции киловатт-часов. Для определения средней себестоимости

одного полезно отпущенного потребителю киловатт-часа следует сумму годовых станционных расходов увеличить на расходы по амортизации, текущему ремонту и содержанию персонала (с начислениями), относящиеся к линиям высокого напряжения, потребительским подстанциям и сетям низкого напряжения. Полученные таким образом суммарные расходы делят на годовое количество полезно отпущенных непосредственно потребителю киловатт-часов. Эксплоатационные расходы по внутреннему оборудованию потребителей, начиная от вводов в дома, относятся исключительно к самому потребителю и, следовательно, к энергоснабжающей организации отношения не имеют. Поэтому при калькуляции стоимости энергии эти расходы учитываться не должны. Подсчитанная средняя стоимость одного полезно отпущенного киловатт-часа кладётся в основу тарификации электроэнергии и сводной эксплоатационной приходо-расходной сметы.

Для составления приходной части сметы необходимо иметь данные об отпуске электроэнергии всем абонентам с подразделением по группам потребления. Для каждой группы рекомендуется определённый тарифный коэфициент.

ТАРИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При составлении эксплоатационных смет ГЭС приходится заранее намечать продажные тарифы на электроэнергию для различных групп абонентов. Соотношение продажных тарифов для различных групп абонентов районных электростанций общего пользования устанавливается специальными постановлениями регулирующих органов.

Для того чтобы по установленным тарифным коэфициентам и определённой, на основе расходной части эксплоатационной сметы, средней стоимости киловатт-часа у потребителя вычислить продажные тарифы, следует предварительно подсчитать удельный вес по потреблению каждой группы абонентов. Удельный вес по потреблению определяется отношением количества киловатт-часов, потребляемых данной группой, к суммарному потреблению энергии всеми абонентами, присоединёнными к ГЭС. Затем для каждой группы потребителей вычисляется произведение тарифного коэфициента на удельный вес потребления. Эти произведения суммируются по объекту в целом. Средняя стоимость электроэнергии у потребителя делится на сумму этих произведений, а частное от этого деления даёт отпускную стоимость электроэнергии для той группы абонентов, тарифный коэфициент которой равен единице. Иначе говоря, получается следующая формулировка: отпускная стоимость электроэнергии для той группы абонентов, тарифный коэфициент которой равен единице, равна средней себестоимости электроэнергии у потребителя, делённой на сумму произведений тарифных коэфициентов на соответствующий удельный вес по потреблению энергии каждой группы абонентов.

ЛИТЕРАТУРА

I. Гидрология и гидрометрия

1. Близняк Е. В. и Поляков Б. В. Инженерная гидрология. Госэнергоиздат, 1939 г.
2. Гириллович. Гидрометрия. ОНТИ, 1936 г.
3. Зайков Б. Д. и Белинков С. Ю. Средний многолетний сток. «Труды ГГИ», вып. 2, 1937 г.
4. Огиевский А. В. Гидрология суши. Госэнергоиздат, 1941 г.
5. Поляков Б. В. Освоение малых рек и изучение гидрологического режима. Гидрометеоиздат, 1945 г.
6. Поляков Б. В. Гидрологические расчёты при проектировании сооружений на реках малых бассейнов. Госэнергоиздат, 1937 г.
7. Поляков Б. В. Гидрологический анализ и расчёты. Гидрометеоиздат, 1946 г.
8. Потапов М. В. Регулирование стока. Сельхозгиз, 1940 г.
9. Риненберг Е. Наблюдения над малыми реками. Гидрометеоиздат, 1939 г.
10. Соколовский Д. Л. Нормы максимального стока весенних паводков рек СССР. Гидрометеоиздат, 1937 г.
11. Соколовский Д. Л. Гидрологические расчёты и водохозяйственные расчёты для малых гидростанций. Гидрометеоиздат, 1946 г.
12. Чеботарев. Сток и гидрологические расчёты. Гидрометеоиздат, 1939 г.

II. Гидротехнические сооружения и оборудование ГЭС

13. Альбомы типовых малых ГЭС с упрощённым оборудованием. Гидроэнергопроект, М., 1945 г.
14. Атлас типовых проектов земляных плотин и водосбросных сооружений к ним сельскохозяйственного назначения. Гидропроиз, Л., 1936 г.
15. Атлас типовых проектов гидротехнических сооружений на ирригационной сети. Средазводпроиз, 1933 г.
16. Водяные турбины средних и малых мощностей. Главхиммаш, 1938 г.
17. Гаврилов В. В. Переустройство водяных мельниц на гидроэлектрические установки. Госэнергоиздат, 1941 г.
18. Гидроустановка с деревянной пропеллерной турбиной. Сельхозгиз, 1945 г.
19. Иванова В. С., Кузнецов Н. К. Сельскохозяйственные гидроэлектростанции. Сельхозгиз, 1940 г.
20. Инструкция по проектированию, возведению и эксплоатации насыпных земляных плотин. Стройиздат, 1944 г.
21. Инструкция по проектированию деревянных плотин. Стройиздат, 1943 г.
22. Зубов И. Н., Козловская В. К. Гидроэлектростанции малой мощности (популярный справочник). Госэнергоиздат, 1941 г.
23. Королев А. А., Гинко С. С. Примеры проектирования малых гидроэлектрических станций. Госэнергоиздат, 1939 г.
24. Каталог малых гидротурбин системы Френсиса ВИГМ, 1946 г.
25. Котенев И. В. и Иванов В. И. Турбина Банки-ГЭИ для сельских водяных установок. Снабтехиздат, 1934 г.
26. Кузнецов Н. К., Златковский А. П. Сельскохозяйственные гидроэлектростанции. Сельхозгиз, 1941 г.
27. Моссельэлектро. Типовой проект переоборудования мельничной установки под ГЭС, 1943 г.
28. Семанов Н. А. Деревянные плотины. Стройиздат, 1940 г.
29. Соколов Д. Я. Отстойные бассейны для ирригации и гидростанций. Сельхозгиз, 1945 г.
30. Турбины для уральских ГЭС малой мощности. Свердлгиз, 1945 г.
31. Шмугляков Л. С. Пропеллерные турбины простейшей конструкции, Гизместпром, 1944 г.
32. Щапов Н. М., Котенев И. В. Упрощённая водяная турбина, НКЗ СССР, 1943 г.

III. Общие вопросы проектирования

33. К вопросу комплексного использования малых рек СССР. Академия наук СССР, 1941 г.
34. Маслов Н. Н., Максимов С. Н. Инструкция по инженерно-геологическим исследованиям для сооружения малых плотин. Госгеологоиздат, 1945 г.
35. Руководящие указания по проектированию объектов сельскохозяйственной электрификации. Главсельэлектро НКЗ СССР, 1944 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора 2

Часть первая

Глава I. **Технические основы использования водной энергии** 5

Малые реки 5
Мощность водотока 5
Технические схемы использования водной энергии и типы гидроустановок 6
Вопросы комплексного использования малых рек 11
Классификация малых гидростанций по мощности 12
Классификация гидротехнических сооружений по капитальности 13

Глава II. **Состав и объём проектно-изыскательских работ по малым гидростанциям** 15

Задачи изысканий и стадии проектирования. . . 15
Проектное задание 15
Технико-экономическое заключение 17
Технический проект 17
Рабочие чертежи и оформление проектных материалов 19

Глава III. **Гидрологические изыскания** 20

Измерение уровней воды 20
Определение расходов воды 22
Построение кривых расходов 27
Гидрограф 30

Глава IV. **Гидрологические расчёты** 31

Различные характеристики стока 31
Определение нормы стока при коротком ряде наблюдений 32
Методы приближённой оценки нормы стока . 34
Многолетние колебания годового стока 36
Внутригодовое распределение стока 42
Максимальные расходы 45
Максимальные расходы дождевых паводков . 49
Пример гидрологического расчёта 51

Глава V. **Регулирование стока и водохозяйственные расчёты** 53

Виды регулирования 53
Исходные данные для расчётов 53
Расчёт потерь из водохранилища 55
Суточное регулирование 57
Аналитическое определение объёма водохранилища для суточного регулирования 57
Сезонное регулирование 58
Графический метод расчёта водохранилищ . . 60

Глава VI. **Гидроэнергетические расчёты** 63

Исходные данные для расчётов 63
Выбор расчётного напора ГЭС 63
Выбор установленной мощности и числа агрегатов 64

Глава VII. **Плотины** 67

Классификация плотин 67
Земляные плотины 67
Типы земляных плотин и требования, предъявляемые к ним 67
Фильтрация через плотины 69
Дренажные устройства 69
Типовые примеры устройства земляных плотин 70
Крепление откосов земляных плотин 71
Водопропускные сооружения 71
Естественные водосбросы 74
Фашинно-хворостяные плотины 78
Деревянные плотины 79
Конструкции флютбетов плотин 81
Конструкции устоев плотин 84
Определение основных размеров флютбета 86
Причины неисправной работы деревянных флютбетов 90
Пример гидротехнического расчёта флютбета 91
Деревянная свайно-ряжевая плотина с промежуточными контрфорсными опорами 92
Деревянные разборчатые плотины с треугольными фермами 92
Разборчатые плотины с фермами Поаре 96
Каменные и бетонные плотины 96
Затворы и подъёмники 97
Водосливные деревянные и каменнонаброс-ные плотины 100

Глава VIII. **Водозаборные сооружения** 104

Схемы водозабора 104
Бесплотинный водозабор 104
Шпорный водозабор 105
Плотинный водозабор 106
Схемы плотинных водозаборных узлов сооружений 106
Водозабор тирольского типа 107

Глава IX. **Водоподводящие сооружения (водоводы)** 109

Открытые каналы 109
Незаиляющие скорости течения 110
Напорные бассейны и сбросы 110
Напорные трубопроводы 112
Деревянные трубопроводы 112
Железобетонные трубопроводы 113
Расчёт опор трубопроводов 114

Глава X. **Водяные турбины** 115

Классификация водяных турбин 115
Выбор конструкции и размера турбины 117

Турбины системы Френсиса 118
Вертикальные турбины марки ВТ 119
Вертикальные турбины марки Ф20-ВО . . . 121
Горизонтальные турбины марки ГТ 124
Фронтальные турбины марки ФТ 124
Спиральная горизонтальная турбина марки СТ-$2^1/_4$ 125
Пропеллерные турбины 127
Турбины системы Пельтона 128
Турбины Банки 129
Шкивы и маховики 129

Глава XI. **Здания станций малых ГЭС** 131

Общая компановка зданий ГЭС 131
Конструкция напорных зданий ГЭС 131
Типовые здания ГЭС на подводящем канале . 132
Здание станций с фронтальной турбиной марки ФТ 133
Типовые проекты зданий станций высоконапорных ГЭС 135
Использование мельничных установок под гидроэлектростанции 137
Установка агрегата микрогэс при существующих подпорных сооружениях 139

Глава XII. **Организация и производство работ по сооружению сельских гидростанций и их эксплоатация** 141

Производство строительных работ 141
Возведение плотин и пропуска строительных расходов 141
Земляные работы 143
Деревянные и свайные работы 145
Каменные работы 146
Бетонные и железобетонные работы 146
Технико-экономические показатели ГЭС . . 147
Графики и таблицы стоимостных и удельных показателей 148
Эксплоатация сельских гидростанций 150
Общие положения 150
Борьба с ледовыми затруднениями 152
Борьба с наносами и заилением 153
Гидрологическое и метеорологическое обслуживание гидростанций 153

Часть вторая

Глава XIII. **Коммутационные схемы ГЭС** 157

Системы напряжения и тока 157
Общие положения по составлению коммутационных схем 158
Одноагрегатные гидроэлектростанции 158
Параллельная работа двух генераторов 161
Раздельная работа генераторов 163
Схема ГЭС с преимущественным распределением электроэнергии при высоком напряжении . 164

Глава XIV. **Основное электрооборудование ГЭС** 168

Электрические генераторы 168
Вертикальные генераторы 171
Генераторы с твёрдыми селеновыми выпрямителями 174
Асинхронные генераторы 176
Трансформаторы 179

Глава XV. **Коммутационная и измерительная аппаратура** 183

Аппаратура высокого напряжения 183
Аппаратура низкого напряжения 195
Токи короткого замыкания 199

Глава XVI. **Распределительные устройства ГЭС и трансформаторные подстанции** 205

Распределительные станционные щиты 205
Распределительные устройства высокого напряжения и трансформаторные подстанции . 206
Автоматизация сельских гидроэлектростанций 216
Микрогэс 223
Параллельная работа ГЭС с энергетическими системами 224
Работа малой ГЭС в крупной энергосистеме . . . 226
Работа малой ГЭС в энергосистеме средней мощности 230

Глава XVII. **Линии высокого и низкого напряжения** 231

Типы и конструкции проводов 231
Медные провода 231
Алюминиевые провода 231
Биметаллические провода 233
Стальные (железные) провода 233
Габариты воздушных линий 237
Совместная подвеска проводов высокого и низкого напряжения на общих опорах 238
Конструкции опор высокого и низкого напряжения 240
Расчёт проводов линий высокого и низкого напряжения 245
Расчёт проводов воздушных линий по номограммам 249
Расчёт линий на отклонения напряжения . 257
Регулирование напряжения в сетях и у потребителей 260

Глава XVIII. **Заземления и зануления в сельских электроустановках и система 380/220 в** . . . 264

Назначение заземлений и занулений 264
Основные определения заземляющих устройств 264
Сопротивление заземления нулевой точки генераторов и трансформаторов в системе 380/220 в с заземлённой нейтралью . . . 265
Классификация помещений 266
Применение защитных заземлений и занулений 267
Заземляющие и зануляющие провода 268
Заземления в воздушных линиях и вводах . . 270
Распределительные групповые и абонентские щитки 271
Установочные материалы и осветительная арматура 271
Испытание и проверка заземлений и занулений 273

Глава XIX. **Специальные системы распределения электроэнергии в сельском хозяйстве** . . . 275

Смешанная трёхфазно-однофазная система . . . 275
Использование земли в качестве одного из проводов 279

Глава XX. **Защита от атмосферных перенапряжений** 282

Особенности сельских электроустановок . . . 282
Защита воздушных линий 282
Защита станций и подстанций 284
Защита генераторов 288
Защита трансформаторов 288
Грозозащита низковольтных установок 288
Специальный разрядник для защиты низковольтных генераторов и сетей низкого напряжения 289

Глава XXI. **Потребители энергии сельских ГЭС и электрические нагрузки** 290

Осветительные нагрузки 290
Расчёт осветительных нагрузок методом коэфициента использования 294
Моторные нагрузки 295
Бытовые нагревательные приборы 298
Рекомендуемые типы арматур при оборудовании помещений 302

Глава XXII. **Графики нагрузок и эксплоатационные сметы сельских ГЭС** 303

Графики нагрузок 303
Назначение графиков 304
Суточные графики 304
Годовые графики 305
Показатели работы и характерные коэфициенты электростанций 308
Смазка и обтирка 310
Тарификация электроэнергии 312
Литература 313

Редактор *И. М. Шидарев.* Технический редактор *В. В. Орлова*

Подписано к печати 18/XI 1948 г. Форм. бум. 84×108$^1/_{16}$ В 1 печ. листе 69 000 зн. Объём 39$^1/_2$ п. л. + 2 вилейки $^3/_4$ п. л. 36,8 уч.-изд. л. А08798. Тираж 15 000 экз. Цена 15 руб. Заказ 8112.

Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова треста «Полиграфкнига» ОГИЗа при Совете Министров СССР. Москва, Валовая, 28.

ОПЕЧАТКИ В КНИГЕ Н. К. КУЗНЕЦОВ, А. П. ЗЛАТКОВСКИЙ „СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ"

Стр.	Слева, строка	Справа, строка	Напечатано	Должно быть
41	Формула (48)		$G_v = 0{,}723 - 0{,}213 \lg M_0 - 0{,}063\,(F+1)$,	$C_v = 0{,}723 - 0{,}213 \lg M_0 - 0{,}063 \lg (F+1)$
91	—	6 снизу	линию 1 — 8	линию 1 — 10
92	1 сверху	—	с точкой 8	с точкой 10.
114	Формула (118)		$\sigma = \frac{R}{bl}\left(1 \pm \frac{\sigma c}{l}\right) \leqslant [\sigma]$	$\sigma = \frac{R}{bl}\left(1 \pm \frac{6c}{l}\right) \leqslant [\sigma]$
194	12 снизу	—	$R_{\text{пров}} = \frac{P_2}{I_2} Z_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}$	$R_{\text{пров}} = \frac{P_2}{I_2^2} - Z_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}$
233	15 снизу	—	$\varnothing$ *мм.*	$\varnothing$ 2 *мм.*
257	3 и 5 сверху	—	$\varphi = 1{,}075\%$; $\varphi = 1{,}075.6 = 6{,}45\%$	$e = 1{,}075\%$; $e = 1{,}075.6 = 6{,}45\%$
277	рис. 209		повернуть на 90° против часовой стрелки.	